

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский
научно-исследовательский геологический нефтяной институт»
(ФГУП «ВНИГНИ»)

На правах рукописи

ЛУКОВА СВЕТЛАНА АНАТОЛЬЕВНА

**ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ПРОГНОЗ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗОН
НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ В ПОДДОМАНИКОВЫХ
ОТЛОЖЕНИЯХ ПЕЧОРО-КОЛВИНСКОГО АВЛАКОГЕНА
ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**

Специальность 25.00.12 Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых
месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель: кандидат геолого-минералогических наук
Богданов Михаил Михайлович

Москва - 2014

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
ВВЕДЕНИЕ.....	3
ГЛАВА 1. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ.....	9
1.1. Геофизические методы	9
1.2. Бурение	15
1.3. Состояние ресурсной базы нефти и газа.....	22
ГЛАВА 2. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ.....	50
2.1. Тектоническая позиция Печоро-Колвинского авлакогена в структуре Тимано-Печорской плиты.....	50
2.2. Нефтегазоносные комплексы.....	74
2.3. Ловушки нефти и газа	92
ГЛАВА 3. ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ.....	101
ГЛАВА 4. ПРОГНОЗ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ.....	144
ГЛАВА 5. ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ, ВИДЫ И ОБЪЕМЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ	156
5.1. Геолого-геофизические исследования	159
5.2. Новые объекты лицензирования.....	172
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	179
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	181

Введение

Актуальность темы. В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции на протяжении последних лет добыча углеводородного сырья (УВ-сырья) в результате открытия новых месторождений не компенсируется приростом разведанных запасов нефти и газа. Одним из объектов эффективного воспроизводства запасов углеводородов (УВ) являются недостаточно изученные геолого-геофизическими исследованиями надраннеордовикские поддоманиковые отложения Печоро-Колвинского авлакогена (суша, Печороморский шельф), содержащие 46% неразведанных ресурсов нефти и газа осадочного чехла. В поддоманиковых нефтегазоносных комплексах (НГК) (карбонатный среднеордовикско-нижнедевонский, терригенный среднедевонско-франский), где неразведанная часть УВ в структуре начальных суммарных ресурсов (НСР) составляет 52% - на суше и 100% - шельфе, могут быть подготовлены новые направления поисковых работ.

Цель исследования. Научное обоснование новых направлений (зон нефтегазонакопления) поисков месторождений УВ в поддоманиковых отложениях на нераспределенном фонде недр.

Для достижения поставленной цели потребовалось решить следующие

основные задачи:

- провести анализ геолого-геофизической изученности;
- определить состояние ресурсной базы УВ;
- составить эталон для оценки НСР перспективных ЗНГН и прогнозных ресурсов нефти категории D₁лок. выявленных структур;
- выяснить специфические черты геологического строения региона;
- уточнить структурно-тектоническое районирование Печоро-Колвинского авлакогена и его обрамления по подошве отложений доманика;
- охарактеризовать особенности распространения поддоманиковых отложений;
- установить типы ловушек нефти и газа;

- реконструировать по комплексу геологических критериев фанерозойскую историю формирования зон нефтегазонакопления (ЗНГН);
- детализовать распространение установленных ЗНГН;
- выделить и оконтурить перспективные ЗНГН;
- проанализировать современные условия сохранности залежей УВ;
- разработать программу поэтапного освоения УВ-потенциала поддоманиковых НГК на нераспределенном фонде недр;
- выявить новые объекты лицензирования.

Научная новизна исследований. Разработана по комплексу геологических критериев совместно для суши, Печороморского шельфа Печоро-Колвинского авлакогена и его обрамления пространственно-временная модель формирования ЗНГН. В основу модели **положены впервые выполненные исследования автора по реконструкции фанерозойской истории тектонического развития поддоманиковых НГК** на отрезках времени соответствующих позднекаледонскому, раннегерцинскому, среднегерцинскому, позднегерцинско-раннекиммерийскому этапам и позднекиммерийско-альпийскому циклу тектогенеза. Прослежена длительность формирования ЗНГН. Установлено разнообразие структурных форм, контролирующих ЗНГН. Уточнено структурно-тектоническое районирование региона по основному опорному горизонту – подошве отложений доманика. Впервые составлен эталон для оценки НСР и прогнозных ресурсов нефти категории D₁лок. карбонатного НГК, находящегося в автохтоне гряды Чернышева.

Защищаемые положения.

1. Пространственно-временная модель формирования ЗНГН в надраннеордовикских поддоманиковых НГК, созданная по результатам изучения палеотектонических условий нефтегазообразования, аккумуляции и сохранности УВ на отрезках времени соответствующих позднекаледонскому, раннегерцинскому, среднегерцинскому, позднегерцинско-раннекиммерийскому этапам и позднекиммерийско-альпийскому циклу тектогенеза.

2. Установленный контроль ЗНГН разнообразными по морфологии структурными формами II порядка, унаследованными от деформаций поверхности фундамента и наложенными – инверсионными и складчато-надвиговыми.

3. Выявленная особенность распространения ЗНГН, состоящая в их приуроченности к двум различным по литолого-фациальному составу и возрасту НГК и перекрытых регионально развитой надежной покрывкой, но только одного возраста (монокронной) – тиманско-саргаевского.

4. Выполненный качественный прогноз нефтегазоносности поддоманиковых НГК позволил обосновать на нераспределенном фонде недр с учетом уточненной количественной оценки неразведанных ресурсов нефти две перспективные ЗНГН с целью их подготовки к поискам месторождений УВ путем проведения геолого-геофизических исследований и выделить три новых зональных объекта для включения в программу лицензирования.

Практическая значимость. Установленные закономерности распространения ЗНГН в поддоманиковых НГК позволят планировать отдельно на каждый из них виды и объемы геологоразведочных работ (ГРР) за счет бюджетов федерального уровня или недропользователей. Обоснованы рекомендации по приоритетным направлениям изучения поддоманиковых отложений путем выделения зональных объектов в карбонатном и терригенном НГК, находящихся под надежной региональной тиманско-саргаевской покрывкой.

Уточненное структурно-тектоническое районирование по основному опорному горизонту – подошве отложений доманика и установленные закономерности раздельного размещения ЗНГН в карбонатном и терригенном НГК будут способствовать оптимизации размещения скважин на нижние горизонты осадочного чехла. Использование обоснованного эталона для оценки НСР и прогнозных ресурсов нефти категории D₁лок. повысит эффективность ГРР при опосковании поднадвиговых объектов гряды Чернышева.

Реализация работы. Результаты работы использовались при выполнении государственных контрактов: Министерство природных ресурсов и экологии РФ – ФГУП «ВНИГНИ»; Роснедра – ФГУП «ВНИГНИ»; в генеральных схемах развития нефтяной и газовой отрасли до 2020 и 2030 гг.; в экспертных заключениях на Федеральные Программы работ по региональному изучению недр Северо-Западного ФО; в исследованиях по теме: «Разработать научно-аналитическое обеспечение воспроизводства минерально-сырьевой базы до 2030 г.».

Апробация работы и публикации. Результаты исследований докладывались на Всероссийских конференциях молодых ученых и специалистов в ФГУП «ВНИГНИ» (Москва, 2009-2011 гг.), на XI международной молодежной научной конференции «Севергеоэкотех-2010» в УГТУ (Ухта, 2010 г.), на международной научно-практической конференции «Зоны концентрации углеводородов в нефтегазоносных бассейнах суши и акваторий» в ФГУП «ВНИГРИ» (Санкт-Петербург, 2010 г.), на международной конференции «Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция: перспективы освоения» (Москва, 2012 г.), на юбилейной научно-практической конференции, посвященной 75-летию ООО «ТП НИЦ» (Ухта, 2013 г.), на Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых (Трофимуковские чтения, Новосибирск, 2013 г.), на XVI Геологическом съезде Республики Коми (Сыктывкар, 2014 г.).

Основные положения диссертации изложены в 10 статьях, 6 из которых опубликованы в рецензируемых научных журналах, входящих в перечень ВАК Минобрнауки РФ. Самостоятельными являются 3 статьи, в т.ч. 2 – перечня ВАК. Тезисы докладов (всего 9) опубликованы в материалах конференций.

Фактический материал. При составлении геологических документов использовались опубликованные и фоновые материалы ОАО «Архангельскгеолдобыча», ЗАО «Ухтанефтегазгеология», ООО «ТП НИЦ», ОАО «Нарьян-Марсейсморазведка», ОАО «Севергеофизика», ФГУП

«ВНИИеофизика» ОП «Спецгеофизика», Института проблем нефти и газа РАН, Института геологии Коми НЦ УрО РАН, ФГУП «ВНИИОкеангеология» им И.С. Грамберга, ФГУП «ВНИГРИ», ООО «Газпром-ВНИИГАЗ», ФГУП «ВНИГНИ», ОАО «ИГиРГИ» и других организаций.

Работа основана на анализе теоретических и практических разработок Л.З. Аминова, К.И. Багринцевой, Т.К. Баженовой, А.В. Белоконь, М.Д. Белонина, Л.Т. Беляковой, В.И. Богацкого, Б.П. Богданова, М.М. Богданова, В.И. Богоявленского, Б.Я. Вассермана, В.П. Гаврилова, И.С. Грамберга, Ю.Н. Григоренко, Е.Б. Груниса, С.А. Данилевского, В.Н. Данилова, М.В. Дахновой, В.А. Дедеева, Е.Д. Есипчук, А.М. Жаркова, Е.В. Захарова, К.А. Клещева, В.С. Коваленко, А.Я. Кремса, М.И. Лоджевской, В.Н. Макаревича, Н.А. Малышева, В.Вл. Меннера, Н.И. Никонова, Н.С. Окновой, А.А. Отмаса, О.М. Прищепы, В.Б. Ростовщикова, К.О. Соборнова, Б.А. Соловьева, А.Г. Сотниковой, А.В. Ступаковой, О.И. Супруненко, Е.Л. Теплова, Н.И. Тимонина, В.П. Филиппова, Н.К. Фортунатовой, В.Е. Хаина, А.М. Хитрова, В.А. Холодилова, В.С. Шеина, В.В. Юдина и других исследователей.

Достижение намеченной цели и решение поставленных задач реализовывалось путем обобщения и анализа данных бурения 170 скважин, площадного (МОВ-МОГТ 2D – 100 локальных структур) и регионального (МОГТ 2D – 400 пог.км) сейсмопрофилирования. В работе использованы материалы по уточнению количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата суши и акватории Тимано-Печорской НГП по состоянию на 01.01.2009 г. и опубликованные данные геохимических исследований.

Структура и объем работы. Диссертационная работа общим объемом 195 страниц состоит из введения, 5 глав, заключения, содержит 64 рисунка, 23 таблицы. Библиография включает 117 наименований.

Диссертация выполнена во время обучения в заочной аспирантуре ФГУП «ВНИГНИ» (2009-2014 гг.).

За ценные советы и рекомендации диссертант искренне благодарит научного руководителя, заведующего сектором «Анализа и обоснования

направлений геологоразведочных работ Северо-Западного региона» ФГУП «ВНИГНИ», к.г.-м.н. М.М. Богданова. За помощь автор признателен заведующему отделением ФГУП «ВНИГНИ», д.г.-м.н. Б.А. Соловьеву, старшему научному сотруднику, к.г.-м.н. А.Г. Сотниковой, геологу II категории О.А. Филипчук. За консультации диссертант благодарен к.г.-м.н. В.И. Богацкому, к.г.-м.н. Б.П. Богданову.

Глава 1. Геолого-геофизическая изученность

1.1. Геофизические методы

Основой геофизической изученности Печоро-Колвинского авлакогена и прилегающих районов являются выполненные региональные аэромагнито-разведочные (масштаб 1:50000) и гравиразведочные (масштаб 1:200000) работы [11]. Часть территории исследований покрыта гравиметрическими съемками масштабов 1:50000 и 1:25000.

В Печоро-Колвинском авлакогене, как и во всей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, исследования осуществлялись сейсмическими методами в различных их модификациях – глубинное сейсмическое зондирование (ГСЗ), корреляционный метод преломленных волн (КМПВ), метод отраженных волн (МОВ) и метод общей глубинной точки (МОГТ 2D, 3D).

В пределах суши Печоро-Колвинского авлакогена и прилегающих районов отработано шесть профилей ГСЗ. Самыми представительными из них, пересекающими Печоро-Колвинский авлакоген вкрест простирания, являются «Агат-I» (на севере), «Агат-II» (в центральной части) и «Кварц» (на юге). В результате отработки профилей ГСЗ установлено, что глубина залегания поверхности Мохоровичича и соответственно мощность коры в пределах Тимано-Печорской плиты достигает 40-45 км. Выяснено, что поверхность Мохоровичича образует два плавных поднятия, которые отвечают на западе Ижма-Печорской синеклизе, в центральной части плиты - Печоро-Кожвинскому мегавалу Печоро-Колвинского авлакогена. В этих тектонических элементах мощность коры сокращена до 35 км [11].

Для изучения рельефа поверхности складчато-метаморфического фундамента и особенностей его геологического строения в регионе применялся КМПВ. На территории Тимано-Печорской плиты и прилегающих районов в 1961-1986 гг. было отработано 30 профилей КМПВ (объем - 4260 пог.км), в том числе в Печоро-Колвинском авлакогене 8. Их

объем составил 1318 пог.км. Плотность сейсмопрофилей - 0,035 пог.км/км². По материалам КМПВ прослежена гипсометрия байкальского складчатого фундамента, сложенного позднепротерозойскими метаморфическими породами с интрузивными и эффузивными образованиями по преломляющей границе Φ_0 [11]. **Доказан бескорневой наложенный (инверсионный) тип ряда структур I и II порядков, что нашло отражение в нижних горизонтах осадочного чехла** (см. главу 4). Выявлено, что фундамент Тимано-Печорской плиты расчленен разломами различной глубины проникновения амплитудой 1,0 км и более на отдельные блоки разного порядка. Сопоставление глубин преломляющей границы Φ_0 и отражающего горизонта VI МОГТ 2D, также связываемого с кровлей фундамента, показало их наибольшую сходимость в Ижма-Печорской синеклизе. В Печоро-Колвинском авлакогене, Хорейверской впадине и в зоне Илыч-Чикшинского разлома наблюдается существенное расхождение преломляющей границы Φ_0 и отражающего горизонта VI на 150-1000 м. Данное явление связано с особенностями геологического строения и состава фундамента этих тектонических элементов.

На суше Печоро-Колвинского авлакогена на основе плана опорной сети выполнено 2000 пог.км региональных сейсмопрофилей МОГТ 2D. Плотность регионального профилирования МОГТ 2D составляет 0,053 пог.км/км².

В результате проведения в последние годы региональных сейсморазведочных работ МОГТ 2D в Печоро-Колвинском авлакогене и прилегающих районах:

- установлено несоответствие структурных планов отдельных структур I и II порядков в фундаменте и выделенных по кровле карбонатов «карбона-нижней перми» отдельным элементам тектонического районирования по подошве отложений доманика;

- уточнен характер строения терригенно-карбонатных формаций ордовикско-нижнедевонского возраста восточной части Печоро-Кожвинского мегавала;

- выделена серия блоков в фундаменте и в нижних горизонтах осадочного чехла в Денисовской структурной зоне;
- детализирована граница распространения структур, обрамляющих Печоро-Колвинский авлакоген.

В настоящее время все большее значение в практике ГРП на нефть и газ для уточнения, детализации строения месторождений УВ и подготовленных структур приобретает сейсморазведка МОГТ 3D. Так, с 2003 по 2013 гг. объем сейсморазведочных работ 3D в Тимано-Печорской провинции возрос с 1306,6 км² до 3270,5 км². Затраты недропользователей за этот период времени на сейсморазведку 3D увеличились с 766,291 до 3685,411 млн. руб. При этом объемы и затраты недропользователей на площадную сейсморазведку МОГТ 2D значительно сократились с 7239,700 до 1174,500 пог.км и с 792,848 до 308,272 млн. руб. соответственно.

За последние годы в Печоро-Колвинской НГО объем сейсморазведочных работ 3D превысил 5 тыс.км² (табл. 1). Значительные объемы сейсморазведочных работ 3D (2307,8 км²) выполнены в Северо-Предуральской НГО, в том числе 1168 км² в НГР с востока (Хоседаюско-Воргамусюрский) и с юга (Большесынинский), обрамляющих Печоро-Колвинскую НГО. Сейсморазведкой 3D покрыты практически все месторождения и подготовленные структуры (объем ~ 1200 км²) Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны (валы Сорокина, Сарембой-Леккейягинский, Талотинский), что повысило коэффициент подтверждаемости локальных объектов в этом регионе с 0,3 до 0,6.

В зависимости от плотности (пог.км/км²) сейсмических профилей МОГТ 2D (площадных и региональных) в Печоро-Колвинской НГО и ее обрамлении выделены НГР с низкой (0,51-1,00); средней (1,01-2,00); высокой (2,01-3,00); очень высокой (>3,01) изученностью (рис. 1) [93].

На суше Печоро-Колвинской НГО очень высокой изученностью характеризуется Ярейюский НГР. Высокая изученность установлена в Харьяга-Усинском, Шапкина-Юрьяхинском и Кыртаельско-Печорогородском

НГР. Мутноматериково-Лебединский и Лайско-Лодминский НГР характеризуются средней изученностью, Носовой – низкой.

Таблица 1

Изученность отдельных месторождений и площадей Печоро-Колвинской нефтегазоносной области сейсморазведкой МОГТ 3D по состоянию на 01.01.2014 г.

Нефтегазоносный район (НГР)	№ НГР на рис. 1, 3, 4	Месторождения УВ, площади	Объем сейсморазведочных работ МОГТ 3D, км ²
Печоро-Колвинская НГО			
Кыртаельско-Печорогородский	4-1	Сигавейское	100
		Западно-Печорокожвинское	120
		Кыртаельское	174
Мутноматериково-Лебединский	4-2	Терехевейская	25
Шапкина-Юрьяхинский	4-3	Кумжинское	144
		Коровинское	120
		Южно-Шапкинское	80,45
		Пашшорское	80
		Западно-Пашшорская	116
		Западно-Юрьяхинская и Юрьяхинская	100
Лайско-Лодминский	4-4	Северо-Ламбейшорская	498,6
		Восточно-Ламбейшорская	251
		Усть-Юрьяхинская	425
		Северо-Трошская	413
		Баяндыское	236
		Южно-Баяндыская	190
		Восточно-Баяндыская	140
		Северо-Ипатская	220
		Амдермаельская	482,48
Ярейюский	4-8	Ярейюское	180
Харьяга-Усинский	4-10	Западно-Сарутаюское	103
		Сарутаюское	243
		Ненецкое	219
		Ошское+Инзырейское	195
		Осокинское	114,6
		Возейское	145
		Усинское	60
		Осваньюрское	97
		Леккерское	50
Итого:			5322,13

Рис. 1. Схема сейсмической изученности
Печоро-Колвинского авлакогена и прилегающих районов (суша)
 Нефтегазогеологическое районирование принято согласно ФГУП «ВНИГНИ»,
 под редакцией К.А. Клещева, А.И. Варламова, 2010 г.
 Использованы материалы ОАО «Севергеофизика», ОАО «Нарьян-Марсейсмозразведка»,
 «Севзапгеология», ООО «ТП НИЦ», ФГУП «ВНИГРИ»

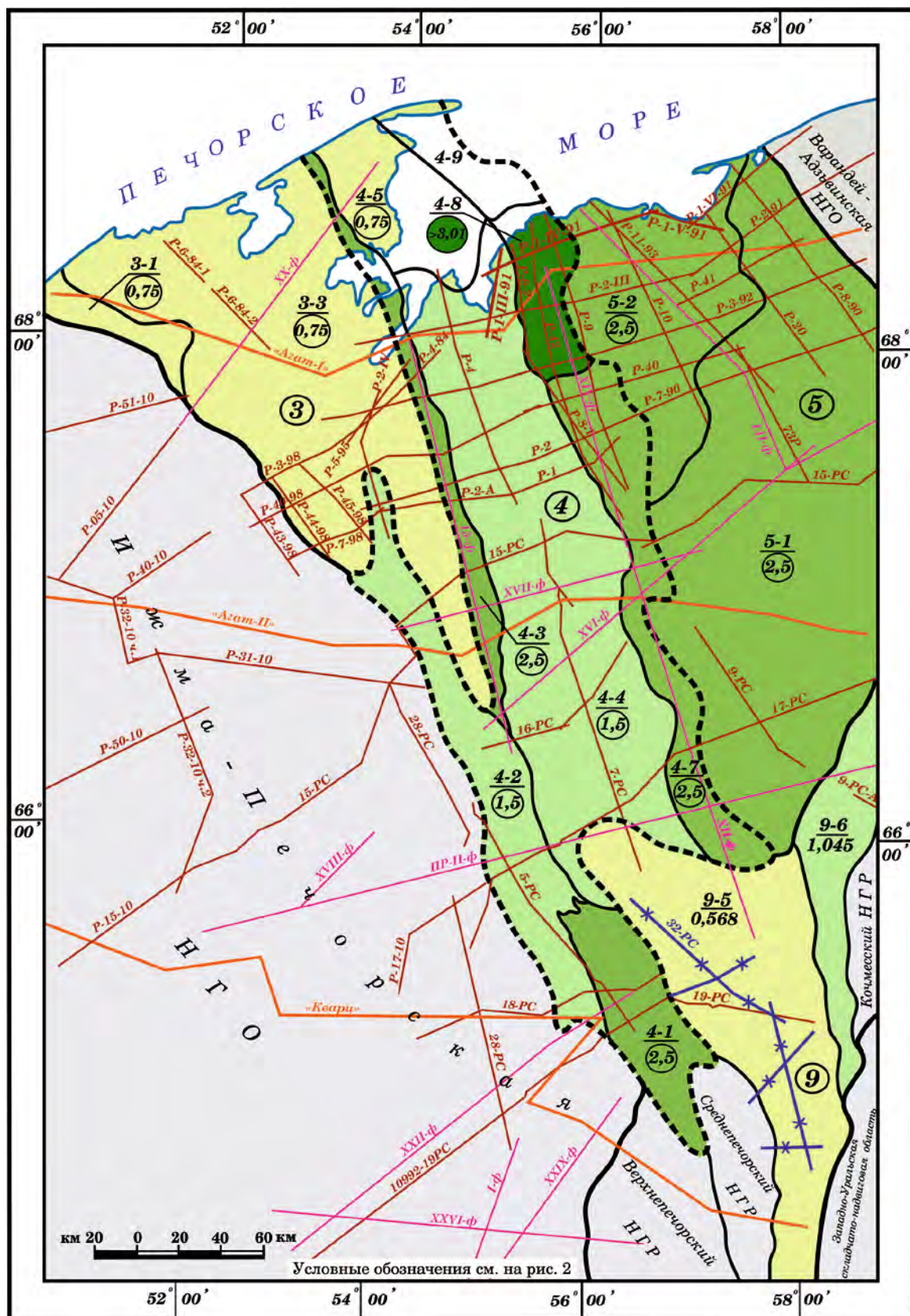
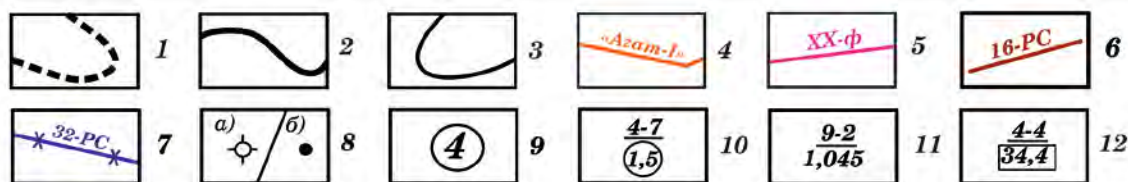


Рис. 2. Условные обозначения к «Схемам сейсмической изученности ...» (рис. 1, 3) и «Схеме изученности глубоким бурением ...» (рис. 4)



I. 1-3 Границы: 1 - Печоро-Колвинской нефтегазоносной области (НГО), 2 - других НГО, 3 - нефтегазоносных районов (НГР); 4-6 отработанные отдельные профили: 4 - ГСЗ, 5 - КМПВ, 6 - региональные МОГТ 2D; 7 - рекомендуемый МОГТ 2D программы геологоразведочных работ 2015-2017 гг., утвержденной Роснедра; 8 - отдельные пробуренные скважины: а) - опорные и параметрические, б) - поисковые и разведочные; 9 - номер НГО (см. таблицу); 10-11 - плотность сейсмопрофилей, МОГТ 2D пог.км/км²: числитель дроби - номер НГР (см.таблицу), знаменатель - значение плотности; 10) - среднее, 11) фактическое; 12 - общая разведанность подоманиковых отложений, км²/скв: числитель дроби - номер НГР (см. таблицу), знаменатель - значение разведанности. Разведанность по глубинам см. таблицу 3).

II. Нефтегазogeологическое районирования

НГО	НГР	Нефтегазоносные области, районы
3	3-1	Малоземельско-Колгуевская НГО
	3-3	Западно-Колгуевский НГР
	3-3	Нарьян-Марский НГР
4	4-1	Печоро-Колвинская НГО
	4-2	Кыртаельско-Печорогородский НГР
	4-2	Мутноматериково-Лебединский НГР
	4-3	Шапкина-Юрьяхинский НГР
	4-4	Лайско-Лодминский НГР
	4-5	Носовой НГР
	4-6	Восточно-Колоколморский НГР
	4-7	Харьяга-Усинский НГР
	4-8	Ярейюский НГР
	4-9	Ходоварихинский НГР
	4-10	Харьяга-Усинский НГР
5	5-1	Хорейверская НГО
	5-2	Колвависовский НГР
	5-2	Чернореченский НГР
	5-3	Русский ПНГР
9	5-4	Окинско-Паханческий ПНГР
	9-5	Северо-Предуральская НГО
	9-5	Большесынинский НГР
	9-6	Хоседаюско-Воргамусюрский НГР

III. Плотность сейсмопрофилей МОГТ 2D, пог.км/км² (суша)

	0,51-1,00 (низкая)
	1,01-2,00 (средняя)
	2,01-3,00 (высокая)
	> 3,01 (очень высокая)

IV. Разбуренность, м/км²

	< 10,0 (низкая)
	10,1-50,0 (средняя)
	50,1-100,0 (высокая)

В Хорейверской НГО (Чернореченский и Коллависовский НГР) плотность сейсмопрофилирования МОГТ 2D отвечает градации высокой изученности. Хоседаюско-Воргамусюрский НГР Северо-Предуральской НГО характеризуется средней изученностью. Низкая изученность характерна для Малоземельско-Колгуевской НГО и Большесынинского НГР Северо-Предуральской НГО.

На Печороморском шельфе региона отработано 8 региональных сейсмопрофилей МОГТ 2D (сейсмопрофили 3-АР.2, 1884.1, 18805.1, 75111, 75117, 78403 и др.) общим объемом 720 пог.км (рис. 3). Плотность регионального сейсмопрофилирования составила 0,04 пог.км/км². По состоянию на 2013 г. плотность сейсмопрофилирования МОГТ 2D (регионального и площадного) – очень низкая ($< 0,5$ пог.км/км²). Однако, в пределах локальных структур плотность сейсмопрофилирования характеризуется крайней неравномерностью – от средней (2,0 пог.км/км²) до очень высокой (5,0 и более пог.км/км²) (рис. 3). Сейсморазведочные работы МОГТ 3D на Печороморском шельфе превысили 1500 км² [111].

1.2. Бурение

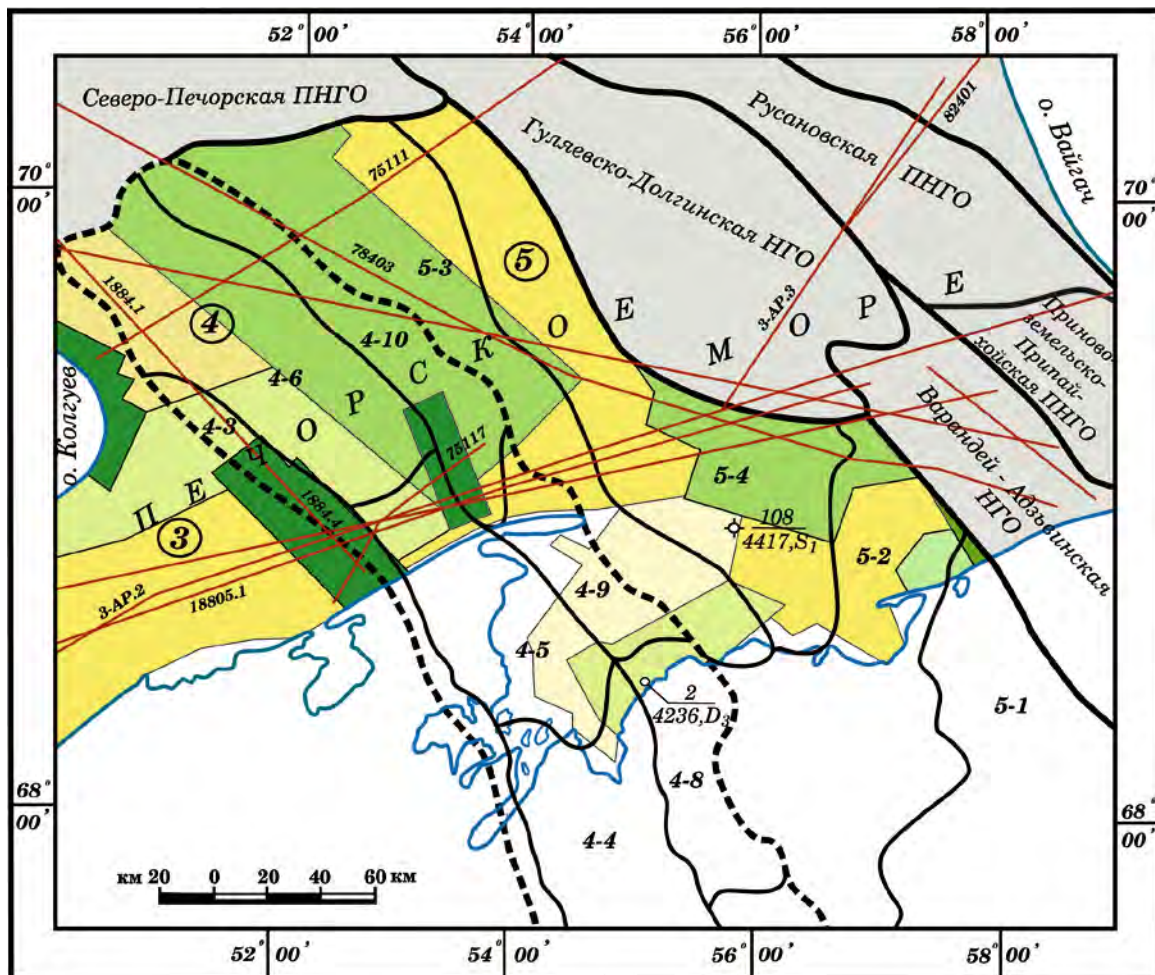
На суше Печоро-Колвинской НГО по состоянию на 01.01.2014 г. закончено строительством 382 глубоких скважин, в том числе 33 опорных и параметрических, вскрывших поддоманиковые НГК (табл. 2). Накопленный объем глубокого бурения в поддоманиковых НГК – 765,90 тыс. м, что составляет 27,5% от всего объема бурения в Печоро-Колвинской НГО.

Разбуренность (отношение накопленного объема глубокого бурения к перспективной площади) поддоманиковых НГК – средняя (20,6 м/км²). Общая разведанность (отношение перспективной площади к количеству законченных строительством скважин) НГК составляет 97,2 км²/скв. По глубинам разведанность НГК в Печоро-Колвинской НГО распределяется следующим образом: до 3,0 км – 375,9; 3,0-5,0 км – 134,8; более 5,0 км – 5316,7 км²/скв. (табл. 3).

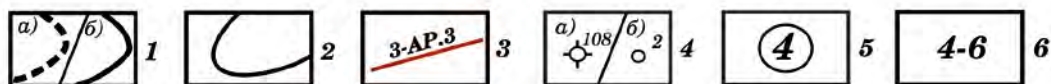
Рис. 3. Схема сейсмической и буровой изученности Печороморского шельфа Печоро-Колвинского авлакогена и прилегающих районов

Нефтегазогеологическое районирование принято согласно ФГУП «ВНИГНИ», под редакцией К.А. Клещева, А.И. Варламова, 2010 г.

Использованы материалы ФГУП «ВНИИОкеангеология», ОАО «Севергеофизика», ОАО «Нарьян-Марсейсморазведка», «Севзапгеология», ООО «ТП НИЦ», ФГУП «ВНИГРИ»

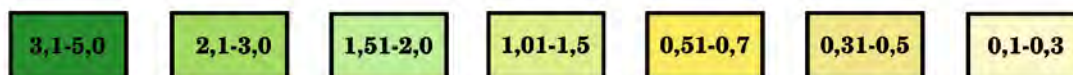


Условные обозначения



I. 1-2 Границы: 1 - Нефтегазоносной области (НГО): а - Печоро-Колвинской, б - других, 2 - нефтегазоносных районов (НГР); 3 - отработанные отдельные региональные профили МОГТ 2D; 4 - отдельные пробуренные скважины: в числителе - их номер, в знаменателе - глубина забоя и возраст отложений: а - параметрическая Паханчская, 1; б - поисковая Дресвянская, 1; 5 - номер НГО (см. таблицу); 6 - номер НГР (см. таблицу).

II. Плотность сейсмопрофилей МОГТ 2D, пог.км/км²



Остальные условные обозначения см. на рис. 2

Таблица 2

Изученность опорным и параметрическим бурением Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по состоянию на 01.01.2014 г. (суша) [106].

Нефтегазоносная область, нефтегазоносный район	Количество опорных и параметрических скважин	Объем опорного и параметрического бурения, тыс. м	Раз-буренность, м/км ²	Раз-веданность, км ² /скв.
Республика Коми				
Ухта-Ижемский	2	2,998	0,29	5170
Ижма-Печорская	48	128,842	1,44	1865
Печоро-Колвинская	15	59,447	2,78	1425
Хорейверская	12	75,113	9,88	633
Северо-Предуральская	44	174,110	2,25	1756
Малоземельско-Колгуевская	-	-	-	-
Итого:	121	440,510	2,13	1709
Ненецкий автономный округ				
Ижма-Печорская	2	3,322	0,22	7580
Печоро-Колвинская	18	66,421	3,88	951
Хорейверская	19	44,013	1,72	1347
Варандей-Адзвинская	7	28,364	2,29	1771
Северо-Предуральская	7	29,004	1,39	2987
Малоземельско-Колгуевская	8	26,132	1,23	2647
Итого:	61	197,256	1,76	1842
Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция				
Ухта-Ижемский	2	2,998	0,29	5170
Ижма-Печорская	50	132,164	1,25	2094
Печоро-Колвинская	33	125,868	3,27	1167
Хорейверская	31	119,126	3,59	1071
Варандей-Адзвинская	7	28,364	2,29	1771
Северо-Предуральская	51	203,114	2,07	1925
Малоземельско-Колгуевская	8	26,132	1,23	2647
Всего:	182	637,766	2,0	1754

Высокой разбуренностью характеризуются Шапкина-Юрьяхинский (56,44 м/км²) и Харьга-Усинский (53,90 м/км²) НГР (рис. 4). Общая разведанность поддоманиковых НГК этих НГР составляет 34,4 и 57,0 км²/скв. Низко разбурены поддоманиковые НГК Носового, Лайско-Лодминского,

Таблица 3

**Изученность глубоким бурением поддоманиковых НГК
(карбонатный среднеордовикско-нижнедевонский, терригенный среднедевонско-франский)
Печоро-Колвинской и прилегающих НГО по состоянию на 01.01.2014 г.**

Составила С.А. Лукова, 2014 г.

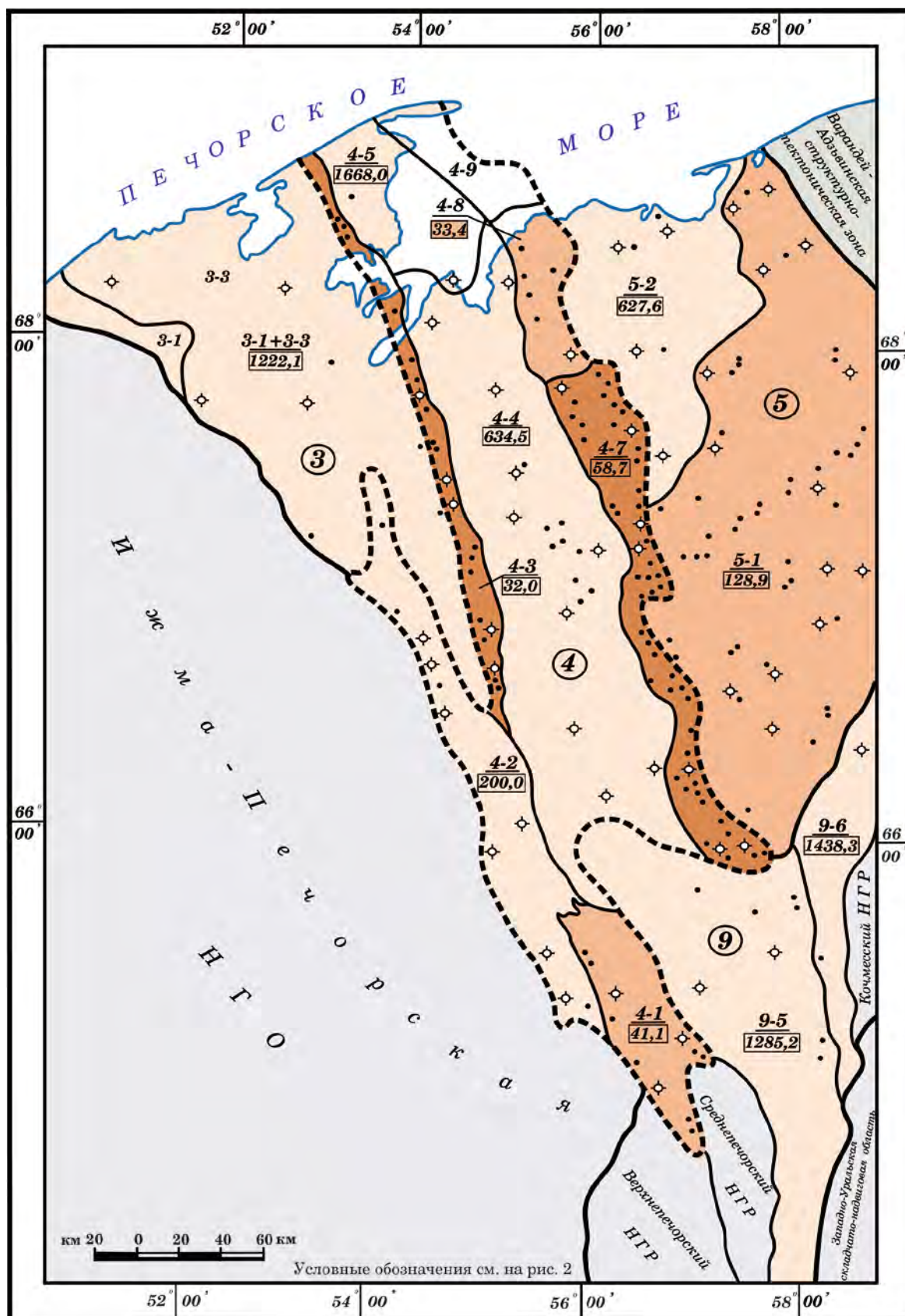
Использованы материалы ФГУП «ВНИГРИ», ФГУП «ВНИИОкеангеология», Севзапнедра, Коминедра

№ п.п. на схеме (рис. 4)	Нефтегазоносная область, нефтегазоносный район	Перспек- тивная площадь, тыс.км ²	Накопленный объем бурения в поддомани- ковых НГК, тыс.м	Разбуренность поддомани- ковых НГК, м/км ²	Общее количество скважин, вскрывших поддомани- ковые НГК, шт	Разведанность поддоманиковых НГК км ² /скв. (в числителе); количество вскрывших поддоманиковые НГК, шт. (в знаменателе).				Примечания
						общая	до 3,0 км	3,0-5,0 км	>5,0 км	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	<u>И.Суша</u> Печоро- Колвинская:	37,217	765,90	20,6	382	97,2	375,9/99	134,8/276	5316,7/7	
4-1	Мутноматериково -Лебединский	5,799	40,25	6,94	29	200,0	322,2/18	527,2/11		
4-2	Кыртаельско- Печорогородский	3,491	163,10	46,72	85	41,1	62,3/56	120,4/29		
4-4	Шапкина- Юрьяхинский	2,406	135,80	56,44	72	33,4	114,6/21	47,2/51		
4-6	Носовой	1,668	0,15	0,08	1	1668,0	-	1668/1		Носовая скв.,1. Забой - 4185 м - фундамент
4-7	Лайско- Лодминский	15,862	28,15	1,77	25	634,5	-	689,6/23	7931,0/2	Мишваньская скв.,11. Забой - 5010 м, S ₂

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4-9	Ярейюский	2,174	84,95	39,10	68	32,0	-	32,0/68		
4-10	Харьяга-Усинский	5,817	313,50	53,90	102	57,0	-	59,4/98	1454,2/4	Колвинская глубокая. Забой - 7057 м, S ₁
6	Хорейверская:	32,980	389,50	11,80	221	149,2	-	149,2/221		
6-1	Чернореченский	5,648	29,40	5,21	9	627,6	-	627,6/9		
6-3	Коллависовский	27,332	360,10	13,20	212	128,9	-	128,9/212		
9	Северо-Предуральская:									
9-2	Хоседаюско-Воргамусюрский	8,630	33,60	3,90	6	1438,3	-	1438,3/6		
9-5	Большесынинский	10,282	56,00	5,44	8	1285,2	-	1468,8/7	10282/1	Пыжьельская скв., 11. Забой - 5001 м, S
3	Малоземельско-Колгуевская:									
3-1, 3-2	Западно-Колгуевский + Нарьян-Марский	20,520	8,70	0,42	17	1207,1	1465,7/14	6840,0/3		Удачная скв., 1. Забой – 4053 м, S ₂
4	II. Печороморский шельф Печоро-Колвинская:									
	Ярейюский	2,174	0,191	0,08	1	2174,0		2174,0/1		Дресвянская скв., 1. Забой - 4236 м, D ₃ tm+sr
6	Хорейверская:									
	Окинско-Паханческий	9,136	0,428	0,06	1	9136,0		9136,0/1		Паханческая скв., 1 Забой - 4417 м, S ₁

Рис. 4. Схема изученности глубоким бурением
Печоро-Колвинского авлакогена и прилегающих районов (суша)
 Нефтегазогеологическое районирование принято согласно ФГУП «ВНИГНИ»,
 под редакцией К.А. Клещева, А.И. Варламова, 2010 г.
 Использованы материалы ООО «ТП НИЦ», ФГУП «ВНИГРИ»



Мутноматериково-Лебединского НГР (0,08; 1,77; 6,94 м/км² соответственно). Их разведанность составляет 1668,0; 634,5; 200,0 км²/скв. Остальные НГР - Кыртаельско-Печорогородский и Ярейюский характеризуются средней разбуренностью (46,72 м/км²; 39,10 соответственно). Разведанность поддоманиковых НГК этих НГР изменяется в интервале 32,0 - 41,1 км²/скв. (табл. 3). Необходимо отметить, что глубины свыше 5,0 км в Печоро-Колвинской НГО изучены бурением только в Лайско-Лодминском и Харьяга-Усинском НГР, где разведанность НГК составляет 634,5 и 32,0 км²/скв. соответственно.

На суше Хорейверской НГО поддоманиковые НГК вскрыты 221 глубокими скважинами, в том числе 31 опорной и параметрической (табл. 2). Накопленный объем глубокого бурения в изучаемых НГК - 389,50 тыс.м, что составляет 20,6% от всего объема бурения в НГО (табл. 3). Разбуренность поддоманиковых НГК в НГО - средняя (11,80 м/км²). Общая разведанность НГК составляет 149,2 км²/скв. Пробуренные в Хорейверской НГО глубокие скважины вскрыли интервал поддоманикового разреза на глубинах 3,0-5,0 км. Средней разбуренностью в НГО (13,20 м/км²) характеризуется Коллависовский НГР (рис. 4). Разведанность глубин 3,0-5,0 км в НГР составляет 128,9 км²/скв. Чернореченский НГР Хорейверской НГО изучен бурением значительно слабее, чем Коллависовский. Разбуренность его поддоманиковых НГК – 5,21 м/км², разведанность - 627,6 км²/скв.

Северо-Предуральская НГО в рамках настоящего исследования представлена Хоседаюско-Воргамусюрским и Большесынинским НГР. Разбуренность поддоманикового разреза этих НГР – низкая (3,90; 5,44 м/км² соответственно). Разведанность НГК – крайне низкая: 1438,3 и 1285,2 км²/скв. (рис. 4, табл. 3). Глубины свыше 5,0 км (отложения силура) вскрыты в Большесынинском НГР только одной скважиной – Пыжьельской, 11. Разведанность глубин свыше 5,0 км – 10282 км²/скв.

Малоземельско-Колгуевская НГО представлена в данной работе на суше Нарьян-Марским и Западно-Колгуевским НГР. Разбуренность

поддоманиковых НГК – низкая ($0,42 \text{ м/км}^2$). Общая разведанность изучаемых НГК $1207,1 \text{ км}^2/\text{скв.}$ На глубинах до $3,0 \text{ км}$ НГР характеризуется разведанностью поддоманиковых НГК в $1465,7$; на $3,0\text{-}5,0 \text{ км}$ – $6840,0 \text{ км}^2/\text{скв}$ (рис. 4, табл. 3).

На шельфе Печоро-Колвинская НГО представлена Восточно-Колоколморским, Поморским, Ходоварихинским и частично Ярейюским, Шапкина-Юрьяхинским, Носовым НГР. Поддоманиковые НГК изучены только в Ярейюском НГР, разбуренность которого составляет всего лишь $0,08 \text{ м/км}^2$ - скважина Дресвянская, 1 с забоем 4236 м вскрыла тиманско-саргаевские отложения (табл. 3). Общая разведанность поддоманикового разреза Ярейюского НГР - $2174,0 \text{ км}^2/\text{скв.}$

Хорейверская НГО на шельфе представлена Чернореченским НГР, Русским и Окинско-Паханческим ПНГР. Поддоманиковые отложения разбурены в пределах последнего ПНГР одной скважиной - Паханческая, 1. Разбуренность поддоманиковых НГК в Окинско-Паханческом ПНГР крайне низкая - $0,06 \text{ м/км}^2$. Скважина Паханческая, 1 с забоем 4417 м вскрыла карбонатные отложения нижнего силура. Общая разведанность поддоманикового разреза в НГР - $9136,0 \text{ км}^2/\text{скв.}$

1.3. Состояние ресурсной базы нефти и газа

Суммарный объем нефтегазового потенциала Печоро-Колвинской НГО составляет $2980,810 \text{ млн.т. усл. УВ.}$ На поддоманиковые отложения приходится $1032,536 \text{ млн.т. усл. УВ}$ - $34,6\%$ [93].

В структуре НСР УВ поддоманиковых отложений Печоро-Колвинской НГО преобладает нефть – $72,8\%$. Свободный газ составляет $15,8\%$, растворенный газ – $9,2\%$, конденсат – $2,2\%$ (рис. 5).

На суше структуру НСР *нефти* Печоро-Колвинской НГО по состоянию на $01.01.2013 \text{ г.}$ образуют накопленная добыча ($28,8\%$), разведанные запасы ($15,2\%$), предварительно оцененные запасы ($8,5\%$), перспективные ($13,4\%$), прогнозные ресурсы категории D_1 ($27,4\%$) и D_2 ($6,7\%$) (рис. 6).

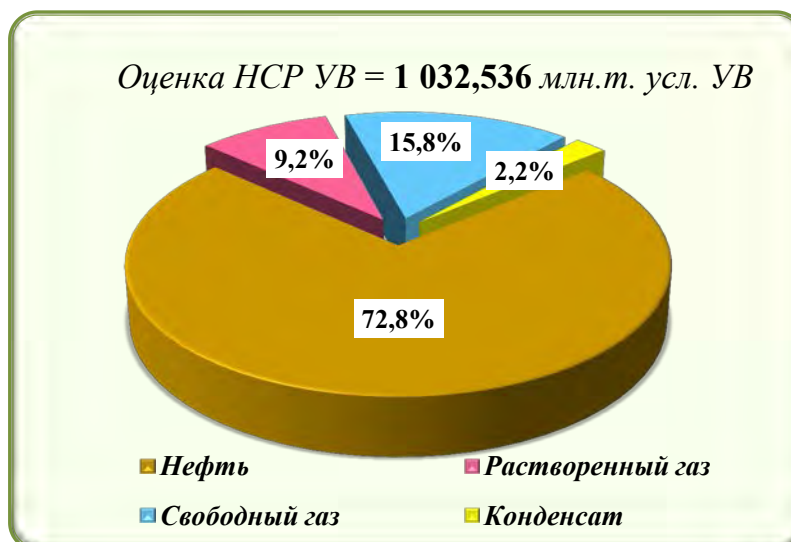


Рис. 5. Структура (по типу флюида) НСР углеводородного сырья поддоманиковых отложений Печоро-Колвинской НГО по состоянию на 01.01.2013 г.



Рис. 6. Структура НСР нефти поддоманиковых отложений Печоро-Колвинской НГО по состоянию на 01.01.2013 г.

Разведанность НСР нефти поддоманиковых отложений составляет 44,1%, выработанность начальных разведанных запасов (НРЗ) – 65,2% (табл. 4). Необходимо отметить, что показатели разведанности НСР и выработанности НРЗ поддоманиковых отложений близки к таковым для среднедевонско-франского НГК. В среднеордовикско-нижнедевонском НГК эти показатели существенно ниже. Разведанность НСР нефти составляет всего лишь 0,6% (в 104 раза ниже, чем в терригенном НГК), выработанность

Таблица 4

Структура НСР нефти (извлекаемая часть) поддоманиковых отложений Печоро-Колвинской НГО (суша)
по состоянию на 01.01.2013 г. [90, 93]

Добыча, запасы и ресурсы в млн.т

Отложения, НГК	Площадь перспективных земель, тыс.км ²	Накопленная добыча	Запасы категорий		Ресурсы категорий				Начальные суммарные ресурсы (НСР)	Разведанность НСР, %	Выработанность начальных разведанных запасов, %
			A+B+C ₁	C ₂	C ₃	D ₁	D ₂	C ₃ +D			
ПЕЧОРО-КОЛВИНСКАЯ НГО											
Поддоманиковые (O ₂ -D ₃ f) НГК:	37,217	216,370	114,724	63,489	100,618	206,352	50,447	357,417	752,000	44,1	65,2
- карбонатный O ₂ -D ₁ НГК		0,036	0,262	0,610	32,890	36,205	47,732	116,827	117,735	0,6	5,3
- терригенный D ₂ -D ₃ f НГК		216,334	114,462	62,879	67,728	170,147	2,715	240,590	634,265	52,2	65,4
Кыртаельско-Печорогородский НГР											
Поддоманиковые (O ₂ -D ₃ f) НГК:	3,491	17,736	30,422	15,001	8,798	6,883		15,681	78,840	61,3	36,7
- карбонатный O ₂ -D ₁ НГК					0,147	2,828		2,975	2,975	0	0
- терригенный D ₂ -D ₃ f НГК		17,736	30,422	15,001	8,651	4,055		12,706	75,865	63,7	36,7
Мутноматериково-Лебединский НГР											
Поддоманиковые (O ₂ -D ₃ f) НГК:	5,799				1,528	12,887	3,014	17,429	17,429	0	0
- карбонатный O ₂ -D ₁ НГК							2,746	2,746	2,746	0	0
- терригенный D ₂ -D ₃ f НГК					1,528	12,887	0,268	14,683	14,683	0	0
Шапкина-Юрьяхинский НГР											
Поддоманиковые (O ₂ -D ₃ f) НГК:	2,406	0,327	0,840	0,139	0,763	20,531	3,489	24,783	26,089	4,5	28,0
- карбонатный O ₂ -D ₁ НГК						3,274	3,489	6,763	6,763	0	0
- терригенный D ₂ -D ₃ f НГК		0,327	0,840	0,139	0,763	17,257	-	18,020	19,326	6,0	28,0
Носовой НГР											
Поддоманиковые (O ₂ -D ₃ f) НГК:	1,668						5,663	5,663	5,663	0	0
- карбонатный O ₂ -D ₁ НГК							3,216	3,216	3,216	0	0
- терригенный D ₂ -D ₃ f НГК							2,447	2,447	2,447	0	0
Лайско-Лодминский НГР											
Поддоманиковые (O ₂ -D ₃ f) НГК:	15,862		3,498	2,925	26,389	43,774	14,477	84,640	91,063	3,8	0
- карбонатный O ₂ -D ₁ НГК					21,983	5,529	14,477	41,989	41,989	0	0
- терригенный D ₂ -D ₃ f НГК		3,498	2,925	4,406	38,245	-	42,651	49,074	2,0	0	
Ярейюский НГР											
Поддоманиковые (O ₂ -D ₃ f) НГК:	2,174	0,063	3,895	7,760	3,702	63,510	9,258	76,470	88,188	4,5	1,6
- карбонатный O ₂ -D ₁ НГК						6,549	9,258	15,807	15,807	0	0
- терригенный D ₂ -D ₃ f НГК		0,063	3,895	7,760	3,702	56,961	-	60,663	72,381	5,5	1,6
Харьяга-Усинский НГР											
Поддоманиковые (O ₂ -D ₃ f) НГК:	5,817	198,244	76,069	37,664	59,438	58,767	14,546	132,751	444,728	61,8	72,2
- карбонатный O ₂ -D ₁ НГК		0,036	0,262	0,610	10,760	18,025	14,546	43,331	44,239	1,5	5,3
- терригенный D ₂ -D ₃ f НГК		198,208	75,807	37,054	48,678	40,742	-	89,42	400,489	68,4	72,3

НРЗ - 5,3%. Наиболее высокими значениями разведанности НСР и выработанности НРЗ характеризуются Харьяга-Усинский (61,8% и 72,2%) и Кыртаельско-Печорогородский НГР (61,3% и 36,7%) соответственно. Так же, как и в целом для Печоро-Колвинской НГО, столь высокие показатели достигнуты за счет терригенного НГК. Единственным НГР, в котором значения разведанности НСР и выработанности НРЗ для карбонатного НГК отличны от нуля, является Харьяга-Усинский, в котором открыты залежи на Возейском и Леккерском месторождениях.

Ресурсы категорий C_3+D в объеме НСР поддоманиковых отложений составляют 47,5%, в карбонатном O_2-D_1 НГК - 99,4%. Обеспеченность добычи нефти (2012 г. – 5,178 млн.т) текущими разведанными запасами (114,724 млн.т) – более 20 лет. В составе начальных извлекаемых запасов нефти превалируют категории $A+B+C_1$ - 64,5%.

По степени промышленного освоения выделяются: 17 разрабатываемых, 9 разведываемых и 3 подготовленных к промышленному освоению месторождений нефти (табл. 5). В разрабатываемых месторождениях содержится 82,0% текущих запасов категорий $A+B+C_1$ и 56,3% - C_2 . В разведываемых месторождениях – 11,7% ($A+B+C_1$) и 28,6% (C_2), в подготовленных для промышленного освоения – 6,3% (C_1) и 15,1% (C_2) запасов нефти соответственно.

По крупности начальных запасов нефти выделяются три группы месторождений – крупные (2), средние (5) и мелкие (22). В крупных месторождениях сосредоточено 48,8% начальных извлекаемых запасов нефти, в средних – 27,6%, в мелких – 23,6%. Накопленная добыча нефти из крупных по запасам месторождений за весь период их разработки составила 76,0%, из средних – 17,2%, из мелких – 6,8%. В 2012 году из крупных Усинского и Возейского месторождений было добыто всего лишь 11,2% объема нефти, что объясняется нахождением этих месторождений на завершающей стадии разработки, и, как следствие, высокой степенью обводненности скважин, из средних – 66,2% из мелких – 22,6% (табл. 6).

Таблица 5

**Распределение извлекаемых запасов нефти по степени промышленного освоения месторождений в поддоманиковых НГК
Печоро-Колвинской НГО по состоянию на 01.01.2013 г. [90]**

Категория месторождения	Название месторождения	Всего запасов, млн. т	
		A+B+C ₁	C ₂
Разрабатываемые	Возейское	15,894	0,491
	Леккерское	0,232	0,610
	Инзырейское	6,037	10,726
	Лекхарьягинское	0,256	0,185
	Харьягинское	13,348	6,967
	Ошское	9,514	2,599
	Южно-Ошское	4,763	5,09
	Западно-Сынатыское	6,899	0,325
	Усинское	11,638	
	Верхнегрубешорское	0,505	0,048
	Пашшорское	0,335	0,091
	Южно-Лыжское	10,255	2,948
	Северо-Кожвинское	3,880	0,750
	Печорокожвинское	0,268	0,806
	Кыртаельское	7,593	4,152
	Южно-Кыртаельское	1,583	0,176
	Югидское	1,110	0,316
	Всего: 17	94,110	36,28
Разведываемые	Западно-Сарутаюское	2,507	5,159
	Восточно-Сарутаюское	4,682	5,274
	Осокинское	0,299	0,238
	Верхнелайское	0,109	1,140
	Сигавейское	1,643	2,262
	Южно-Лиственичное	1,101	1,814
	Западно-Печорокожвинское	1,127	
	Западно-Печорогородское	0,650	1,152
	Северо-Югидское	1,212	0,625
	Всего: 9	13,330	17,664
Подготовленные для промышленного освоения	Командиршорское	1,276	0,288
	Западно-Командиршорское	2,113	1,497
	им.Ю.Россихина	3,895	7,760
	Всего: 3	7,284	9,545
	Итого: 29	114,724	63,489

Таблица 6

**Распределение месторождений нефти по крупности начальных
извлекаемых запасов нефти в поддоманиковых НГК
Печоро-Колвинской НГО по состоянию на 01.01.2013 г. [90]**

(млн. т)

Название месторождения	Категория месторождения	Добыча с начала разработки/ за 2012 год	Всего запасов, млн.т		Начальные извлекаемые запасы Q+A+B+C ₁ +C ₂	Крупность*
			A+B+C ₁	C ₂		
Усинское	Разраба- тываемые	102,840/0,400	11,638		114,478	крупные
Возейское		61,515/0,180	15,894	0,491	77,900	
Всего:		164,355/0,580	27,532	0,491	192,378	
Кыртаельское	Разраба- тываемые	9,632/1,252	7,593	4,152	21,377	средние
Инзырейское		1,583/0,172	6,037	10,726	18,346	
Южно-Лыжское		2,501/0,474	10,255	2,948	15,704	
Харьягинское		17,325/0,840	13,348	6,967	37,640	
Южно-Ошское		6,205/0,689	4,763	5,090	16,058	
Всего:		37,246/3,427	41,996	29,883	109,125	
Леккерское	Разраба- тываемые	0/0	0,232	0,610	0,842	мелкие
Лекхарьягинское		0/0	0,256	0,185	0,441	
Ошское		0,915/0,431	9,514	2,599	13,028	
Западно- Сынатысское		7,698/0,492	6,899	0,325	14,922	
Верхне- губешорское		0,280/0,013	0,505	0,048	0,833	
Пашшорское		0,047/0,003	0,335	0,091	0,473	
Северо- Кожвинское		1,789/0,127	3,880	0,750	6,419	
Печорокожвинское		0/0	0,268	0,806	1,074	
Южно- Кыртаельское		3,044/0,041	1,583	0,176	4,803	
Югидское		0,770/0,038	1,110	0,316	2,196	
Западно- Сарутаюское	Разве- дываемые	0/0	2,507	5,159	7,666	мелкие
Восточно- Сарутаюское		0,072/0	4,682	5,274	10,028	
Осокинское		0,091/0	0,299	0,238	0,628	
Верхнелайское		0/0	0,109	1,140	1,249	
Сигавейское		0/0	1,643	2,262	3,905	
Южно- Лиственичное		0/0	1,101	1,814	2,915	
Западно- Печорокожвинское		0/0	1,127		1,127	
Западно- Печорогородское		0/0	0,650	1,152	1,802	
Северо-Югидское		0/0	1,212	0,625	1,837	

продолжение таблицы 6

Командиршорское	Подготов- ленные для промышленного освоения	0/0	1,276	0,288	1,564	мелкие
Западно- Командиршорское		0/0	2,113	1,497	3,610	
им.Ю.Россихина		0,063/0,026	3,895	7,760	11,718	
Всего:		14,769/1,171	45,196	33,115	93,080	
ИТОГО:		216,370/5,178	114,724	63,489	394,583	

* - группы месторождений выделены в соответствии с временной классификацией запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов (Приказ МПР РФ №126 от 07.02.2001 г.) (табл. 7).

Таблица 7

Распределение месторождений по величине начальных запасов УВ категорий Q+A+B+C₁+C₂

Группы месторождений	Нефть (млн. т) (извлекаемые)	Свободный газ (млрд. м ³)
Уникальные	>300	>500
Крупные	60-300	75-500
Средние	15-60	40-75
Мелкие	<15	<40

В структуре неразведанных ресурсов нефти Печоро-Колвинской НГО преобладает категория D₁ – 57,7% (рис. 7).



Рис. 7. Структура неразведанных извлекаемых ресурсов нефти в поддоманиковых отложениях Печоро-Колвинской НГО (суша) по состоянию на 01.01.2013 г.

Прирост разведанных запасов в 2012 году в результате доразведки залежей на старых месторождениях произошел только в старооскольских отложениях Южно-Ошского месторождения – 2,634 млн.т и старооскольско-джьерских Западно-Печорокожвинского – 0,660 млн.т. На Инзырейском и Восточно-Сарутаюском месторождениях запасы категорий A+B+C₁ были

списаны в количестве 3,179 и 0,244 млн.т соответственно. Суммарно запасы категорий $A+B+C_1$ были списаны в объеме 0,129 млн.т, категории C_2 – 41,451 млн.т. Основное списание предварительно оцененных запасов нефти произошло на Инзырейском месторождении – 94,2%. Изменения в структуре прироста извлекаемых запасов нефти в поддоманиковых отложениях произошли только в терригенном НГК (табл. 8). За 2012 г. не было открыто ни одного месторождения в поддоманиковых отложениях Печоро-Колвинской НГО.

Негативная ситуация, сложившаяся с приростом разведанных запасов УВ в перспективных на нефть и газ поддоманиковых НГК обусловлена отсутствием научно-обоснованной программы ГРП по изучению этих отложений. В программе должны быть предусмотрены принципиально новые направления ГРП по воспроизводству УВ на нераспределенном фонде недр [18].

Нефти месторождений в поддоманиковых отложениях Печоро-Колвинской НГО, в основном, легкие ($<0,870 \text{ г/см}^3$) и средние ($0,870-0,920 \text{ г/см}^3$), мало- и среднесернистые ($<1,0\%$). Нефти поддоманиковых НГК – маловязкие ($<10 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) (табл. 9) [90].

Структуру НСР нефти Северо-Предуральской НГО, представленную в районе исследования Хоседаюско-Воргамусюрским и Большесынинским НГР, по состоянию на 01.01.2013 г. образуют запасы категорий $A+B+C_1$ (1,4%), предварительно оцененные запасы (2,5%), перспективные (43,8%), прогнозные ресурсы категории D_1 (49,8%) и D_2 (2,5%) (рис. 8).

Разведанность НСР нефти в Хоседаюско-Воргамусюрском НГР составляет всего 1,6% (данные приводятся для карбонатного O_2-D_1 НГК), в Большесынинском – 0%. Выработанность начальных разведанных запасов для обоих НГР равна 0% (табл. 10). Разведанные и предварительно оцененные запасы учтены на Южно-Степковожском и Усинокушшорском месторождениях – 1,564 млн.т (категорий $A+B+C_1$) и 2,784 млн.т (C_2). По степени промышленного освоения месторождения отнесены к категории

Таблица 8

Структура прироста запасов нефти (извлекаемая часть) и свободного газа, полученного в поддоманиковых отложениях
Печоро-Колвинской НГО за 2012 г. [90]

Суша	Годовой прирост запасов		в том числе									
			за счет "разведки", "+/-"								за счет "переоценки", "+/-"	
			всего		в том числе						всего	
	категорий А+В+С ₁	категории С ₂	категорий А+В+С ₁	категории С ₂	по новым месторождениям		по новым залежам старых месторождений		доразведка залежей старых месторождений		категорий А+В+С ₁	категории С ₂
категорий А+В+С ₁					категории С ₂	категорий А+В+С ₁	категории С ₂	категорий А+В+С ₁	категории С ₂			
Н Е Ф Т Ъ (млн.т)												
Поддоманиковые НГК												
Печоро-Колвинская НГО	-0,129	-44,020	-0,129	-44,020	-	-	-	-	-0,129	-44,020	-	-
в т. ч. нераспределенный ф. н.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Количество месторождений, по которым получен прирост	4	3	4	3	-	-	-	-	4	3	-	-
в т.ч. карбонатный О ₂ -D ₁ НГК												
Печоро-Колвинская НГО	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в т. ч. нераспределенный ф. н.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Количество месторождений, по которым получен прирост	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в т.ч. терригенный D ₂ -D ₃ f НГК												
Печоро-Колвинская НГО	-0,129	-44,020	-0,129	-44,020	-	-	-	-	-0,129	-44,020	-	-
в т. ч. нераспределенный ф. н.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Количество месторождений, по которым получен прирост	4	3	4	3	-	-	-	-	4	3	-	-
С В О Б О Д Н Ы Й Г А З (млрд. м³)												
Поддоманиковые НГК												
Печоро-Колвинская НГО	1,042		1,042				1,042				-	-
в т. ч. нераспределенный ф. н.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Количество месторождений, по которым получен прирост	1		1				1				-	-
в т.ч. карбонатный О ₂ -D ₁ НГК												
Печоро-Колвинская НГО	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в т. ч. нераспределенный ф. н.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Количество месторождений, по которым получен прирост	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в т.ч. терригенный D ₂ -D ₃ f НГК												
Печоро-Колвинская НГО	1,042		1,042				1,042	-			-	-
в т. ч. нераспределенный ф. н.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Количество месторождений, по которым получен прирост	1		1				1				-	-

Таблица 9

Характеристика нефтей месторождений Печоро-Колвинской и Северо-Предуральской НГО [90]

НГО, НГК		Месторождение	Продуктивные отложения	Глубина залегания, м	Качественная характеристика нефти					Параметры пласта					
					плотность, г/см ³	вязкость в пластовых условиях, мПа*с	содержание, %			пластовая температура, °С	коэффициен т открытой пористости (0-1)	проницаемость, кв.мкм/мД	коэффициент нефтенасы- щенности (0-1)	коэф. извлеч. нефти	пересчетный коэффициент
							серы	парафина	смол и асфальтенов						
ПЕЧОРО-КОЛВИНСКАЯ НГО	D ₂ -D ₃ f	Верхнелайское	D ₃ f ₁	4490-4496	0,79	св.нет	0,22	10,07	0,93	св.нет	0,12	св.нет	0,87	0,3	0,81
		Восточно-Сарутаюское	D ₂ ef, D ₂ gv, D ₃ dзr	4397-4756	0,792-0,817	0,31-1,17	0,08-0,25	8,03-41,53	1,22-3,33	104,0-113,5	0,078-0,12	св.нет	0,87-0,93	0,25-0,4	0,546-0,726
		Западно-Командиршорское	D ₂	4375	0,801	4,9	0,4	10,4	0,3	100,0	0,093	0,05/50	0,87	0,3	0,675
		Западно-Сарутаюское	D ₂ st	4627-4718	0,83-0,837	0,3-6,20	0,18-0,22	42,02-42,7	1,04-1,60	св.нет	0,09-0,22	0,133/133	0,86-0,87	0,4	0,756-0,777
		Инзырейское	D ₂ st, D ₃ dзr	4075-4376	0,793-0,840	0,69-0,9	0,02-0,07	12,75-18,61	1,86-3,46	92,0-102,0	0,078-0,10	0,046-0,12/46-120	0,72-0,94	0,3-0,485	0,69-0,77
		Командиршорское	D ₂	4350	0,8254	0,99	0,1	16,9	1,6	104,0	0,09	0,07/70	0,87	0,3	0,675
		Лекхарьягинское	D ₃ dзr	3830	0,85	2,74	0,07	32,57	4,79	90,0	0,09-0,012	0,01-0,02/10-20	0,89	0,306-0,412	0,799-0,807
		Ошское	D ₂ ef, D ₂ gv	3810-3910	0,826-0,840	0,94-0,98	0,1-0,12	14,82-20,69	3,45-5,53	92,0-95,0	0,119-0,121	0,04-0,179/40-179	0,91-0,92	0,374-0,468	0,711-0,714
		Харьягинское	D ₂ af, D ₂ st, D ₃ dзr	3600-3975	0,81-0,846	0,48-2,74	0,07-0,3	13,1-46,3	1,9-3,1	85,0-91,0	0,09-0,2	0,008-0,127/8-127	0,80-0,91	0,15-0,508	0,528-0,807
		им. Ю.Россихина	D ₂ , D ₃ f ₁	4306-4661	0,811-0,816	0,78-0,88	0,14-0,2	22,37-29,88	2,02-5,12	108,0-110,0	0,06-0,1	0,001-0,008/1-8	0,43-0,91	0,33-0,42	0,65-0,68
		Верхнегрубержорское	D ₃ jr , D ₃ dзr	3792-3951	0,804	1,28	0,13-0,18	7,9-13,2	2,3-2,6	90,0-92,0	0,076-0,091	0,01-0,05/10-50	0,73-0,81	0,35	0,88
		Возейское	D ₂ ef, D ₂ st, D ₃ dзr	3229-3711	0,829	0,62	0,3	8,53	2,88	76,0-97,0	0,126-0,148	0,05-0,3/50-300	0,87-0,89	0,2-0,415	0,547-0,76
		Западно-Печорогородское	D ₂ st, D ₃ dзr	3238-3668	0,823-0,871	0,77	0,13-0,62	12,43-15,45	1,62-4,96	70,0-72,0	0,08-0,1	0,05-0,243/5-243	0,35-0,91	0,1-0,355	0,617
		Западно-Печорокожвинское	D ₂ st+D ₃ dзr	3291-3388	0,828	0,58-0,61	0,24-0,26	13,8-19,4	3,72-4,20	65,0	0,1	0,0006-0,1925/0,6-192,5	0,82	0,36	0,592
		Западно-Сынатыское	D ₂ ef, D ₂ st	3145-3242	0,82-0,92	1,315-1,643	0,4-0,67	4,53-5,6	1,1-7,59	78,0-79,0	0,09-0,12	0,027-0,164/27-164	0,82-0,922	0,283-0,497	0,81-0,876
		Кыртаельское	D ₂ ef, D ₂ st, D ₃ dзr	2578-2845	0,807-0,841	0,92-2,89	0,07-0,29	14,0-30,2	2,4-6,0	56,0-62,0	0,08-0,13	0,05-0,3/50-300	0,72-0,96	0,2-0,35	0,649-0,85
		Осокинское	D ₂ ef, D ₂ st	3,399-3457	0,821-0,823	0,94-0,95	0,15-0,16	6,7-7,02	2,84-3,73	св.нет	0,11	0,02-0,14/20-140	0,91	0,385	0,805
		Печорокожвинское	D ₂ st, D ₃ dзr	3292-3582	0,813-0,931	0,6-5,07	0,24-0,58	9,2-12,23	3,14-4,51	68,5-74,4	0,08-0,1	0,001-0,087/1-87	0,82-0,9	0,1-0,204	0,538-0,623
		Пашшорское	D ₂ gv	3963-4007	0,798	0,46	0,11	0,715	0,85	90,0-91,0	0,062	0,023/23	0,94	0,35	0,699
		Северо-Кожвинское	D ₂ st, D ₃ jr, D ₃ dзr, D ₃ tm+D ₃ sr	1895-1881	0,836-0,863	1,15-<5	0,5-2,0	1,5-13,8	5,0-15,1	46,0-47,5	0,128-0,164	0,024-0,05/24-50	0,82-0,88	0,258-0,412	0,767-0,908
		Северо-Югидское	D ₂ st+D ₃ sr	3070-3274	0,832	0,8	0,5	10,6	5,86	67,8-68,0	0,09/90	0,001-0,339/1-339	0,86	0,35	0,622
		Сигавейское	D ₃ f ₁	3231-3376	0,839-0,846	2,44-<5	0,43-0,52	16,99-17,7	8,43-8,67	61,0-68,0	0,110-0,116	<0,05/<50	0,79-0,9	0,285	0,851
		Усинское	D ₂ ef, D ₂ gv	3200-3250	0,843-0,844	2,1	0,66-0,71	3,13-5,0	5,1	70,0	0,133-0,138	0,14-0,3/140-300	0,862	0,3-0,52	0,8-0,836
		Югидское	D ₂ +D ₃	2983-3322	0,818-0,840	0,7-0,9	0,1-0,410	8,0-29,50	0,99-9,01	70,0-71,0	0,08-0,110	0,0017-0,1096/1,7-9,6	0,91-0,94	0,188-0,213	0,538-0,645
	Южно-Кыртаельское	D ₂ st, D ₃ tm	1800-1910	0,827-0,829	0,95-1,30	0,29-0,38	8,48-15,90	5,87-7,9	39,0-41,0	0,116-0,139	0,02->0,3/20-<300	0,89-0,96	0,5	0,748-0,929	
	Южно-Лиственичное	D ₃ f ₁	3610-3786	0,832-0,840	1,89-2,02	0,19-0,49	10,93-18,87	5,1-6,8	73,5-76,0	0,1-0,14	0,05/50	0,87-0,91	0,446-0,450	0,68	
	Южно-Лыжское	D ₂ ef+D ₂ st+D ₃ jr, D ₃ dзr	2348-2703	0,832-0,835	2,16-<5	0,28-<0,5	>6-26,15	5-14	61,0-63,0	0,1-0,150	0,05-0,3/50-300	0,84-0,93	0,2-0,323	0,81-0,82	
	Южно-Ошское	D ₂ ef, D ₂ st	3720-3742	0,816	0,7-1,03	0,15-0,33	5,77-7,0	2,57-9,5	79,0-91,0	0,1-0,13	0,04-0,16/40-160	0,81-0,89	0,377-0,46	0,74	
С-П* НГО	O ₂ -D ₁	Возейское	D ₁	3055	0,843	2,1	0,14	3,34	7,8	74,0	0,09	<0,05/<50	0,7	0,2	0,84
		Леккерское	S ₂	4160	0,832	1,77	0,14	1,5-6,0	св.нет	св.нет	0,13	<0,05/<51	0,8	0,2	0,874
		Усинокушшорское	S ₁ v	1655-1709	0,9137	18,7	св.нет	2,61	24,36	41,0	0,11	0,93/930	0,89	0,32	0,952
		Южно-Степковожское	D ₁	4150	0,823	6,14	0,8	9,9	16,9	св.нет	0,1	0,05/50	0,8	0,16	0,885

С-П* НГО - Северо-Предуральская НГО

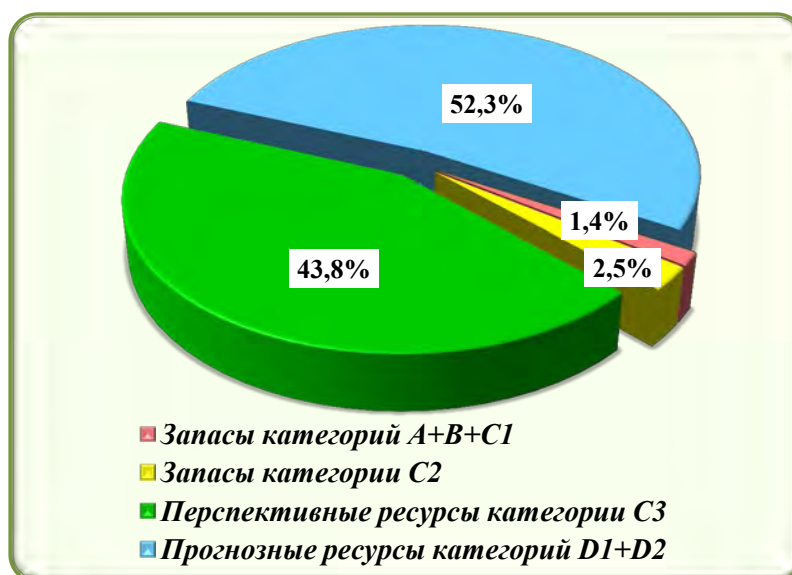


Рис. 8. Структура НСР нефти поддоманиковых отложений Хоседаюско-Воргамусурского и Большесынинского НГР по состоянию на 01.01.2013 г.

разведываемых, по крупности начальных запасов нефти – к мелким. Ресурсы категорий C_3+D в объеме НСР поддоманиковых отложений Хоседаюско-Воргамусурского НГР составляют 95,6%, Большесынинского – 100%. В структуре неразведанных ресурсов нефти Северо-Предуральской НГО преобладает категория D_1 – 51,8%.

Нефть по плотности Усинокшорского месторождения средняя (0,9137 г/см³), вязкая (18,7 мПА*с), Южно-Степковожского - легкая (0,823 г/см³), среднесернистая (0,8%), маловязкая (6,14 мПА*с) (табл. 9).

На суше структуру НСР *свободного газа* Печоро-Колвинской НГО по состоянию на 01.01.2013 г. образуют накопленная добыча (5,6%), запасы категорий $A+B+C_1$ (16,7%), предварительно оцененные запасы (4,5%), перспективные (6,5%), прогнозные ресурсы категории D_1 (35,0%) и D_2 (31,7%) (рис. 9). Разведанность НСР свободного газа составляет 22,2%, выработанность НРЗ – 25,0% (табл. 11). Следует отметить, что вышеназванные значения разведанности НСР и выработанности НРЗ свободного газа поддоманиковых отложений, как и для нефти, близки к таковым для среднедевонско-франского НГК. Для среднеордовикско-нижнедевонского НГК разведанность НСР свободного газа ниже, чем в

Таблица 10

**Структура НСР нефти (извлекаемая часть) и свободного газа поддоманиковых отложений Северо-Предуральской НГО
(Хоседаюско-Воргамусюрский, Большесынинский НГР) (суша)
по состоянию на 01.01.2013 г. [90, 93]**

Отложения, НГК	Площадь перспек- тивных земель, тыс.км ²	Накопленная добыча	Запасы категорий		Ресурсы категорий				Начальные суммарные ресурсы (НСР)	Разведан- ность НСР, %	Выработан- ность начальных разведанных запасов, %
			A+B+C ₁	C ₂	C ₃	D ₁	D ₂	C ₃ +D			
НЕФТЬ (млн.т.)											
Хоседаюско-Воргамусюрский НГР											
Поддоманиковые (O ₂ -D ₁) НГК:	8,630		1,564	2,784	49,398				98,314	1,6	0
- карбонатный O ₂ -D ₁ НГК			1,564	2,784	49,398	44,568		93,966	98,314	1,6	0
Большесынинский НГР											
Поддоманиковые (O ₂ -D ₃ f) НГК:	10,282					11,576	2,823	14,399	14,399	0	0
- карбонатный O ₂ -D ₁ НГК						11,576		11,576	11,576	0	0
- терригенный D ₂ -D ₃ f НГК							2,823	2,823	2,823	0	0
СВОБОДНЫЙ ГАЗ (млрд. м ³)											
Большесынинский НГР											
Поддоманиковые (O ₂ -D ₃ f) НГК:	10,282						34,223		34,223	0	0
- карбонатный O ₂ -D ₁ НГК							21,440		21,440	0	0
- терригенный D ₂ -D ₃ f НГК							12,783		12,783	0	0

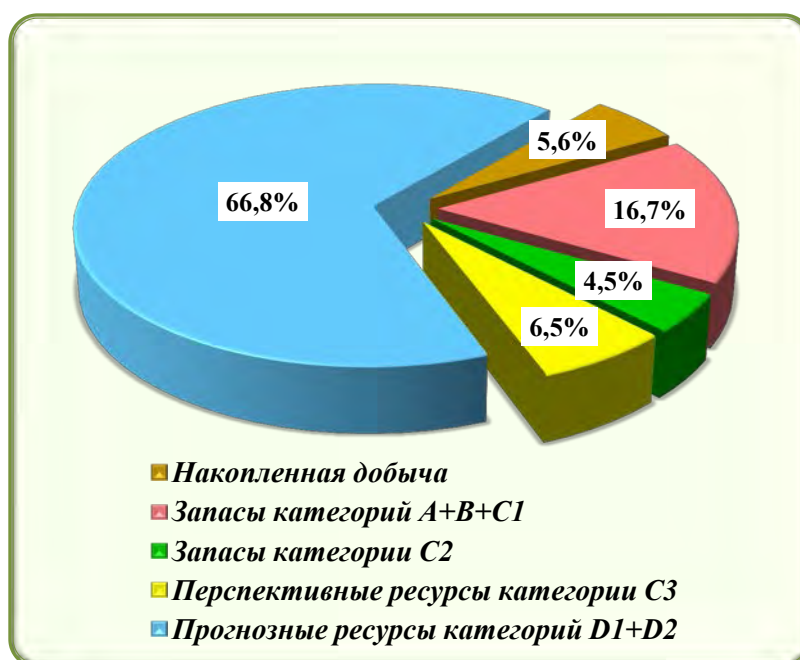


Рис. 9. Структура НСР свободного газа поддоманиковых отложений Печоро-Колвинской НГО по состоянию на 01.01.2013 г.

в поддоманиковых отложениях более чем в 100 раз (0,2%), выработанность НРЗ - 0%. В терригенном НГК разведанность НСР и выработанность НРЗ определены для Кыртаельско-Печорогородского (62,0% и 25,2% соответственно) и Харьяга-Усинского (51,3% и 22,7%) НГР. Единственным НГР, в котором значение разведанности НСР для карбонатного НГК отлично от нуля и составляет всего лишь 0,2%, является Лайско-Лодминский, в котором открыта газоконденсатная залежь в карбонатных отложениях нижнего силура на Западно-Командиршорском-II месторождении.

Ресурсы категорий C_3+D в объеме НСР поддоманиковых отложений составляют 73,3%, для карбонатного O_2-D_1 НГК - 99,5%. Обеспеченность добычи свободного газа (2012 г. – 0,259 млрд.м³) текущими разведанными запасами (27,105 млрд.м³) – более 100 лет. В составе начальных извлекаемых запасов свободного газа преобладают категории A+B+C₁ - 62,5%. По степени промышленного освоения выделяются: 6 разрабатываемых, 1 разведываемое и 1 подготовленное к промышленному освоению месторождения свободного газа (табл. 12).

Таблица 11

Структура НСР свободного газа поддоманиковых отложений Печоро-Колвинской НГО (суша)
по состоянию на 01.01.2013 г. [90, 93]

Добыча, запасы и ресурсы, в млрд.м³

Отложения, НГК	Площадь перспективных земель, тыс.км ²	Накопленная добыча	Запасы категорий		Ресурсы категорий				Начальные суммарные ресурсы (НСР)	Разведанность НСР, %	Выработанность начальных разведанных запасов, %
			A+B+C ₁	C ₂	C ₃	D ₁	D ₂	C ₃ +D			
ПЕЧОРО-КОЛВИНСКАЯ НГО											
Поддоманиковые (O ₂ -D ₃ f) НГК:	37,217	9,052	27,105	7,236	10,532	56,964	51,715	119,211	162,604	22,2	25,0
- карбонатный O ₂ -D ₁ НГК			0,158	0,319		48,550	44,020	92,570	93,047	0,2	0
- терригенный D ₂ -D ₃ f НГК		9,052	26,947	6,917	10,532	8,414	7,695	26,641	69,557	51,8	25,1
Кыртаельско-Печорогородский НГР											
Поддоманиковые (O ₂ -D ₃ f) НГК:	3,491	8,807	26,111	6,849	10,532	4,018	2,171	16,721	58,488	59,7	25,2
- карбонатный O ₂ -D ₁ НГК							2,171	2,171	2,171	0	0
- терригенный D ₂ -D ₃ f НГК		8,807	26,111	6,849	10,532	4,018		14,550	56,317	62,0	25,2
Мутноматериково-Лебединский НГР											
Поддоманиковые (O ₂ -D ₃ f) НГК:	5,799						0,381	0,381	0,381	0	0
- карбонатный O ₂ -D ₁ НГК							0,184	0,184	0,184	0	0
- терригенный D ₂ -D ₃ f НГК							0,197	0,197	0,197	0	0
Шапкина-Юрьяхинский НГР											
Поддоманиковые (O ₂ -D ₃ f) НГК:	2,406					5,929	6,260	12,189	12,189	0	0
- карбонатный O ₂ -D ₁ НГК						3,320	4,214	7,534	7,534	0	0
- терригенный D ₂ -D ₃ f НГК						2,609	2,046	4,655	4,655	0	0
Носовой НГР											
Поддоманиковые (O ₂ -D ₃ f) НГК:	1,668					0,775	5,328	6,103	6,103	0	0
- карбонатный O ₂ -D ₁ НГК						0,775	5,328	6,103	6,103	0	0
- терригенный D ₂ -D ₃ f НГК		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Лайско-Лодминский НГР											
Поддоманиковые (O ₂ -D ₃ f) НГК:	15,862		0,158	0,319		45,284	35,487	80,771	81,248	0,2	0
- карбонатный O ₂ -D ₁ НГК			0,158	0,319		44,455	30,035	74,490	74,967	0	0
- терригенный D ₂ -D ₃ f НГК						0,829	5,452	6,281	6,281	0	0
Ярейюский НГР											
Поддоманиковые (O ₂ -D ₃ f) НГК:	2,174						2,088	2,088	2,088	0	0
- карбонатный O ₂ -D ₁ НГК							2,088	2,088	2,088	0	0
- терригенный D ₂ -D ₃ f НГК		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Харьяга-Усинский НГР											
Поддоманиковые (O ₂ -D ₃ f) НГК:	5,817	0,245	0,836	0,068		0,958		0,958	2,107	51,3	22,7
- карбонатный O ₂ -D ₁ НГК		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- терригенный D ₂ -D ₃ f НГК		0,245	0,836	0,068		0,958		0,958	2,107	51,3	22,7

**Распределение запасов свободного газа по степени
промышленного освоения месторождений в поддоманиковых НГК
Печоро-Колвинской НГО [90]**

Категория месторождения	Название месторождения	Всего запасов, млрд.м ³	
		A+B+C ₁	C ₂
Разрабатываемые	Кыртаельское	3,834	3,243
	Печорогородское	12,778	1,766
	Южно-Кыртаельское	1,530	0,099
	Югидское	2,277	0,778
	Печорокожвинское	2,569	0,344
	Возейское	0,836	0,068
	Всего: 6	23,824	6,298
Разведываемые	Северо-Югидское	3,123	0,619
	Всего: 1	3,123	0,619
Подготовленные для промышленного освоения	Западно- Командиршорское-II	0,158	0,319
	Всего: 1	0,158	0,319
	Итого: 8	27,105	7,236

В разрабатываемых месторождениях содержится 87,9% текущих запасов категорий A+B+C₁ и 87,0% - C₂. В разведываемом Северо-Югидском месторождении – 11,5% (A+B+C₁) и 8,6% (C₂), в подготовленном для промышленного освоения Западно-Командиршорском-II – 0,6% (C₁) и 4,4% (C₂) запасов нефти соответственно.

По крупности начальных запасов свободного газа все месторождения отнесены к группе мелких. Наиболее значимым среди них является разрабатываемое Печорогородское – 14,625 млрд.м³ (Q+A+B+C₁+C₂). Основной объем добытого свободного газа за 2012 г. приходится на Югидское (0,106 млрд.м³) и Печорокожвинское (0,088 млрд.м³).

В структуре неразведанных ресурсов свободного газа Печоро-Колвинской НГО почти в равных соотношениях преобладают категории D₁ и D₂ – 47,8% и 43,4% соответственно (рис. 10).

Изменения в структуре прироста запасов свободного газа в поддоманиковых отложениях произошли только в терригенном НГК. Прирост



Рис. 10. Структура неразведанных ресурсов свободного газа в поддоманиковых отложениях Печоро-Колвинской НГО (суша) по состоянию на 01.01.2013 г.

разведанных запасов в результате открытия новой залежи в старооскольско-саргаевских отложениях на Северо-Югидском месторождении составил 1,042 млрд.м³ (табл. 8).

Структура НСР свободного газа Северо-Предуральской НГО (Большесынинский НГР) по состоянию на 01.01.2013 г. образованна прогнозными ресурсами категории D₂ (100%) (табл. 10). Разведанность НСР свободного газа и выработанность НРЗ – 0%.

На шельфе Печорского моря структура НСР нефти и свободного газа Печоро-Колвинской НГО по состоянию на 01.01.2013 г. образованна прогнозными ресурсами категории D₁ (100%) (табл. 13). НСР нефти и свободного газа не разведаны.

Приведенная официальная количественная оценка НСР УВ по состоянию на 01.01.2009 г. выполнена с применением метода геологических аналогий. В основе данного метода лежит представление, что НГК по всей площади своего распространения в различной степени перспективны на нефть и газ. Эти представления находят отражение в соответствующих геологических документах (карты: начальных суммарных ресурсов УВ, перспектив нефтегазоносности и др.). Одним из альтернативных данному подходу является метод интервальной оценки НСР УВ, разработанный О.М. Прищепой [56, 104].

При использовании метода интервальной оценки предполагается, что основной объем НСР УВ НГК сконцентрирован в ЗНГН (зоны концентрации УВ). Территории, находящиеся вне ЗНГН, являются малоперспективными на нефть и газ. Эталонном для оценки НСР УВ перспективных ЗНГН при применении метода интервальной оценки рассматриваются установленные хорошо изученные зональные объекты. НСР УВ перспективных ЗНГН рассчитываются также методом геологических аналогий. Определение суммарного коэффициента аналогии между эталонной ЗНГН и расчетной проводилось с помощью произведения семи частных поправочных коэффициентов, определяющих распределение по площади необходимых и достаточных параметров, учитывающих возможность аккумуляции и сохранности УВ скоплений в НГК. Такими параметрами являются: 1. Мощность НГК (м); 2. Эффективная мощность, м; 3. Доля коллекторов в разрезе НГК, %; 4. Мощность покрышки, м; 5. Коэффициент открытой пористости; 6. Проницаемость, кв. мкм; 7. Структуроносность территории, шт.

Анализ показал близкую сходимость оценок НСР УВ, выполненных рассматриваемыми методами, в поддоманиковых НГК (табл. 14). Для карбонатного среднеордовикско-нижнедевонского НГК по сумме УВ различия в оценках НСР не превышают 7,7%, по нефти – 11%. Для терригенного среднедевонско-франского НГК оценки НСР также близки. Расчеты показали, что доля суммы площадей ЗНГН от площадей распространения НГК составляет 26,4-30,1%, что позволяет увеличить, в отдельных случаях, плотность НСР УВ в поддоманиковых ЗНГН.

Оценка НСР нефти с применением интервального метода выполнена для выделенных нами ранее в карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском НГК Шарью-Заостренской и Яньюской перспективных ЗНГН, приуроченных к южной части гряды Чернышева Предуральского прогиба [18, 42, 44]. За эталонную принята установленная Макариха-Салюкинская ЗНГН, извлекаемые НСР нефти которой в карбонатном среднеордовикско-

Таблица 13

**Структура НСР нефти (извлекаемая часть) и свободного газа поддоманиковых отложений Печоро-Колвинской НГО
(Печороморский шельф) по состоянию на 01.01.2013 г. [90, 93]**

Отложения, НГК	Площадь перспек- тивных земель, тыс.км ²	Накопленная добыча	Запасы категорий		Ресурсы категорий				Начальные суммарные ресурсы (НСР)	Разве- данность НСР, %	Выработанность начальных разведанных запасов, %
			A+B+C ₁	C ₂	C ₃	D ₁	D ₂	C ₃ +D			
ПЕЧОРО-КОЛВИНСКАЯ НГО											
НЕФТЬ (млн.т.)											
Поддоманиковые (O ₂ -D ₃ f) НГК:	16,000					77,970		77,970	77,970	0	0
- карбонатный O ₂ -D ₁ НГК	14,340					16,660		16,660	16,660	0	0
- терригенный D ₂ -D ₃ f НГК	16,000					61,310		61,310	61,310	0	0
СВОБОДНЫЙ ГАЗ (млрд. м ³)											
Поддоманиковые (O ₂ -D ₃ f) НГК:	16,000					173,240		173,240	173,240	0	0
- карбонатный O ₂ -D ₁ НГК	14,340					62,260		62,260	62,260	0	0
- терригенный D ₂ -D ₃ f НГК	16,000					110,98		110,98	110,980	0	0

Таблица 14

Сопоставление НСР УВ основных нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, оцененных методом геологических аналогий и методом интервальной оценки по зонам нефтегазонакопления

Составила Лукова С.А., 2014 г. Использованы материалы ФГУП «ВНИГРИ» [56, 93, 104]

№ п.п.		Нефтегазоносный комплекс	Метод геологических аналогий			Метод интервальной оценки			Доля площади ЗНГН от перспективной площади НГК, %	Сравнение НСР, полученных разными методами, %	Превышение плотности УВ полученных методом интервальной оценки (в ЗНГН) над полученных методом геологических аналогий, раз	Примечание
			Перспективная площадь, тыс.км ²	НСР УВ на 01.01.2009 г.	Плотность НСР*	Перспективная площадь ЗНГН, тыс.км ²	НСР УВ в ЗНГН	Плотность НСР УВ, в ЗНГН				
Сумма углеводородов (нефть+свободный газ), млн.т усл.УВ												
1	O ₂ -D ₁	геологические	279,9	3890,7	13,9	73,8	3652,7	49,5	26,4	-6,1	3,56	*плотность НСР УВ – тыс.т усл.УВ на км ²
		извлекаемые		1442,1	5,2		1330,4	18,0		-7,7	3,46	
2	D ₂ -D _{3f}	геологические	227,0	3684,7	16,2	68,4	3606,0	52,7	30,1	-2,1	3,25	
		извлекаемые		1511,9	6,7		1501,3	21,9		-0,7	3,27	
3	D _{3dm} -C _{1t}	геологические	306,4	3667,5	12,0	96,9	3135,5	32,3	31,6	-14,5	2,69	
		извлекаемые		1394,8	4,6		1165,6	12,0		-16,4	2,61	
4	C _{1v2} -P ₁	геологические	297,1	6289,7	21,2	105,2	5587,8	53,1	35,4	-11,2	2,50	
		извлекаемые		3060,7	10,3		2593,1	24,6		-15,3	2,39	
Итого:		геологические	310,3	17532,6	56,5	199,4	15982,0	80,2	64,3	-8,8	1,42	
		извлекаемые		7409,5	23,9		6590,4	33,1		-11,1	1,38	
Нефть, млн.т.												
1	O ₂ -D ₁	геологические	267,7	3552,9	13,3	73,8	3549,1	48,1	27,6	-0,1	3,62	*плотность НСР нефти – тыс.т на км ²
		извлекаемые		1104,3	4,1		1226,7	16,6		11,1	4,05	
2	D ₂ -D _{3f}	геологические	222,0	3383,7	15,2	68,4	3359,5	49,1	30,8	0,02	3,23	
		извлекаемые		1257,8	5,7		1254,8	18,3		-0,2	3,21	
3	D _{3dm} -C _{1t}	геологические	294,2	3413,4	11,6	91,1	2952,6	32,4	31,0	-13,9	2,79	
		извлекаемые		1140,7	3,9		982,7	10,8		-13,9	2,78	
4	C _{1v2} -P ₁	геологические	279,3	4555,8	16,3	92,4	3985,6	43,1	33,1	-12,5	2,64	
		извлекаемые		1326,8	4,8		991,0	10,7		-25,3	2,23	
Итого:		геологические	295,5	14905,8	50,4	181,7	13846,2	76,2	61,5	-7,1	1,51	
		извлекаемые		4829,6	16,3		4455,2	24,5		-7,8	1,50	
Свободный газ, млрд.м ³												
1	O ₂ -D ₁		123,4	337,8	2,7	34,2	103,7	3,0	27,7	-69,3	1,11	*плотность НСР свободного газа – млн.м ³ на км ²
2	D ₂ -D _{3f}		85,1	301,0	3,5	40,8	246,5	6,0	47,9	-18,1	1,71	
3	D _{3dm} -C _{1t}		146,3	254,1	1,7	50,1	182,9	3,7	34,2	-28,0	2,18	
4	C _{1v2} -P ₁		129,0	1733,9	13,4	62,7	1602,2	25,6	48,6	-7,6	1,91	
Итого:			168,3	2626,8	15,6	101,2	2135,2	21,1	60,1	-18,7	1,35	

нижнедевонском НГК по состоянию на 01.01.2009 г. оценены в 26,548 млн.т. (табл. 15). Расчеты показали, что в карбонатном НГК Шарью-Заостренской ЗНГН содержится 53,758 млн.т извлекаемых НСР нефти, Яньюской – 42,508. Плотность НСР нефти в ЗНГН составляет 29,865 и 26,567 тыс.т./км² соответственно.

Для двух выявленных структур в карбонатном НГК, находящихся в автохтоне юга гряды Чернышева (Шарьюская – Шарью-Заостренская ЗНГН, Яньюская II – одноименная ЗНГН) подсчитаны прогнозные ресурсы нефти категории D₁лок. с использованием впервые составленного эталона (Среднемакарихинское месторождение) методом геологических аналогий. Рассчитанные ресурсы D₁лок. нефти способом по удельной плотности на единицу площади составляют 2,5 и 0,9 млн.т, на единицу объема – 10,2 и 4,5 млн.т соответственно (табл. 16)

Описание эталонного участка. Макариха-Салюкинская установленная ЗНГН, включающая Среднемакарихинское месторождение нефти в поддоманиковых отложениях, выделена на юго-востоке Большеземельского свода. ЗНГН приурочена к одноименному валу (структура II порядка) (рис. 11). Вал представляет из себя вытянутую в суб-меридиональном направлении узкую линейную зону, осложненную двумя куполами (Салюкинский и Макарихинский). Салюкинский купол имеет длину 50 км, ширину – 6,0-8,0 км, амплитуду – до 700 м (по кровле карбонатов «карбона-нижней перми»). Размеры Макарихинского купола: 50х6,0 км, амплитуда – 400 м. Для всего вала характерна одноплановая асимметричность. На западе крылья складок более крутые, чем на востоке. С запада вал по системе надвиговых деформаций граничит с Сандивейским поднятием и Коллависовской ступенью [112].

В поддоманиковых отложениях в пределах вала нефтяные залежи выявлены в карбонатных образованиях верхнего ордовика и нижнего силура (венлокский ярус) на Среднемакарихинском месторождении. Месторождение числится в группе разрабатываемых (ОАО «НК «Роснефть»). Осадочный

Таблица 15

**Расчет НСР нефти в Шарью-Заостренской и Яньюской перспективных ЗНГН
карбонатного среднеордовикско-нижнедевонского НГК (автохтон)**

Составила Лукова С.А., 2014 г., использованы материалы ФГУП «ВНИГРИ» [104], ООО «ТП НИЦ» (структурные карты по подошве доманика (М 1:500000)), 1996 г., структурно-тектоническая карта Тимано-Печорской НГП по подошве доманика (М 1: 1000000), гл. редакторы В.И. Богацкий, В.А. Дедеев, А.Н. Шарданов и др., 1985 г., Государственный баланс запасов [90]

№ п.п.	Параметры	<u>ЭТАЛОН</u> Макариха- Салюкинская ЗНГН	<u>РАСЧЕТНАЯ</u> Шарью- Заостренская ЗНГН	Частные коэффициенты анalogии	<u>РАСЧЕТНАЯ</u> Яньюская ЗНГН	Частные коэффициенты анalogии
1.	Мощность НГК, м (q_1)	1 500	1 650	1,10	1 750	1,17
2.	Эффективная мощность, м (q_2)	43,5	47,9	1,10	50,75	1,17
	в т.ч. доля коллекторов в разрезе НГК, % (q_3)	2,9	2,9	1,0	2,9	1,0
3.	Мощность покрывки (D_{3tm-sr}), м (q_4)	32,0	40,0	1,25	42,0	1,31
4.	Коэффициент открытой пористости (q_5)	0,055	0,105	1,90	0,105	1,90
5.	Проницаемость, кв.мкм (q_6)	0,051	0,040	0,78	0,040	0,78
6.	Структуроносность территории (q_7), шт.	5	4	0,8	3	0,6
7.	Суммарный коэффициент аналогии ($Q_{св}=q_1 \cdot q_2 \cdot q_3 \cdot q_4 \cdot q_5 \cdot q_6 \cdot q_7$)	без разм.		<u>1,793</u>		<u>1,595</u>
8.	Площадь ЗНГН (тыс.км ²)	1,5938	1,800		1,600	
9.	НСР нефти (извл.), млн.т.	26,548	53,758		42,508	
10.	Плотность НСР нефти, тыс.т/км ² (извл.)	16,657	29,865		26,567	
11.	Неразведанная часть НСР нефти (извл.), млн.т.	5,294	<u>53,758</u>		<u>42,508</u>	
12.	Плотность неразведанной части НСР нефти, тыс.т/км ² (извл.)	3,322	<u>29,865</u>		<u>26,567</u>	

Таблица 16

**Расчет $D_{1\text{лок}}$ нефти (извлекаемые) в карбонатном НГК Шарьюской и Яньюской-II структурах
способом оценки ресурсов по удельной плотности на единицу объема (автохтон)**

Составила Лукова С.А., 2014 г. с использованием Государственного баланса запасов ...[90].

№ п.п.	Название параметра	Ед. изм.	ЭТАЛОННЫЕ значения (Среднемакарихинское месторождение)		РАСЧЕТНЫЕ значения (Южно-Степковожское, Усть-Талотинское, Сямаюское месторождения)		Частные коэффициенты анalogии	
			минимальное и максимальное	среднее	минимальное и максимальное	среднее	Шарьюская структура	Яньюская-II структура
1.	Площадь нефтеносности (q_1)	тыс.м ²	42425-58105	50265	84000 - Шарьюская 37000 – Яньюская-II	84000* (max) 37000*(max)	1,67	0,74
2.	Эффективная нефте- насыщенная толщина (q_2)	м	18,0-25,5	21,750	9,4-10,6	10,000	0,46	0,46
3.	Открытая пористость (q_3)	доли единиц	0,028-0,083	0,056	0,070-0,100	0,085	1,51	1,51
4.	Нефтенасыщенность (q_4)	доли единиц	0,884-0,900	0,892	0,75-0,95	0,850	0,95	0,95
5.	Коэффициент извлечения нефти (q_5)	доли единиц	0,104-0,308	0,206	0,160-0,300	0,230	1,12	1,12
6.	Пересчетный коэффициент (q_6)	доли единиц	0,836-0,890	0,863	0,860-0,880	0,870	1,00	1,00
7.	Плотность нефти (q_7)	г/см ³	0,913-0,939	0,926	0,823-0,894	0,859	0,93	0,93
8.	Суммарный коэффициент анalogии ($Q_{св}=q_1 \cdot q_2 \cdot q_3 \cdot q_4 \cdot q_5 \cdot q_6 \cdot q_7$)	без разм.					<u>1,15</u>	<u>0,51</u>
9.	Разведанные запасы нефти эталона	млн.т		8,9				
10.	Ресурсы $D_{1\text{лок}}$ нефти структуры	млн.т					10,2	4,5

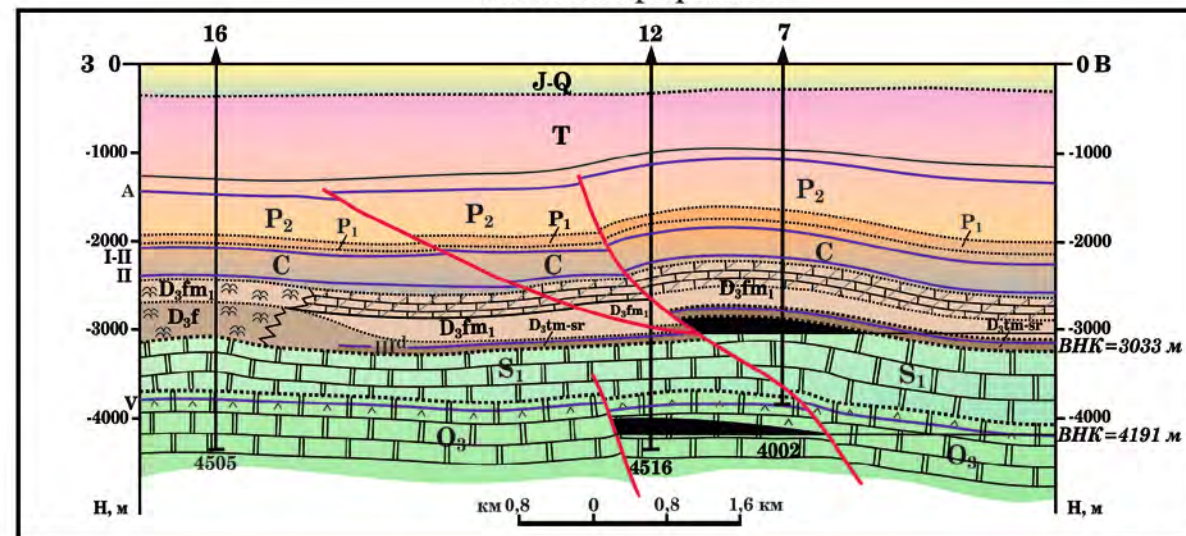
* при коэффициенте заполнения ловушки = 1

Рис. 11 МАКАРИХА-САЛЮКИНСКИЙ ЭТАЛОННЫЙ УЧАСТОК
Составила Лукова С.А., 2014 г.

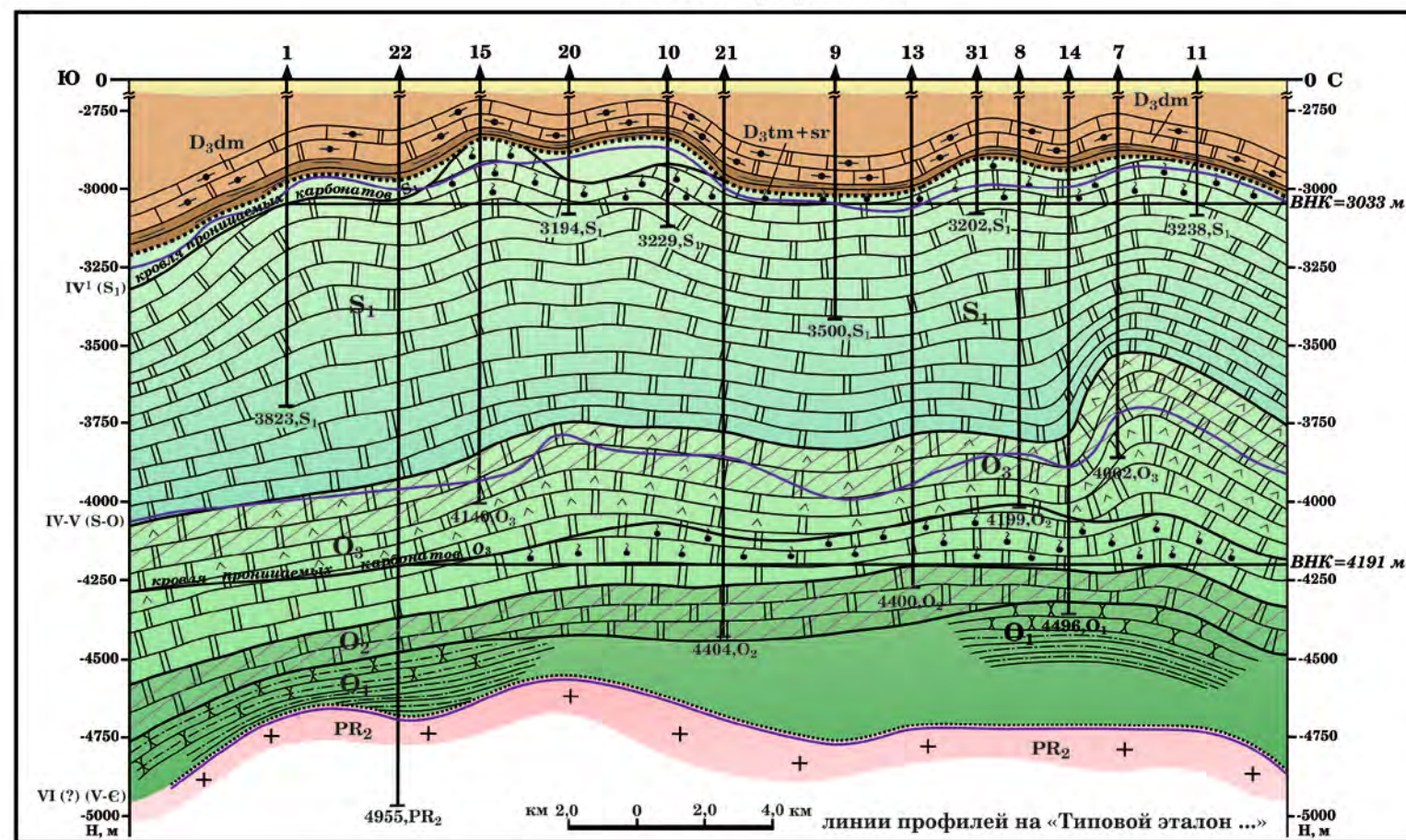
O₂-D₁карб.НГК
(автохтон)

(Использованы материалы Государственного баланса запасов полезных ископаемых Российской Федерации. Нефть, Северо-Западный ФО, Республика Коми, 2013 г. [90], Е.Л. Теплова, 1990 г. [112]; Отчет по подсчету запасов, утвержденных ГКЗ СССР, 1986 г. № 10077, Отчет по теме: «Разработка рационального комплекса и методики поисков геофизическими методами рифогенных ловушек в отложениях палеозоя», 1985 г. (отв. исполнитель Б.П. Богданов) [88], Отчет о сейсморазведочных работах МОГТ 3Д на Баганском, Южно-Баганском и Среднемакарихинском месторождениях, 2006 г. (отв. исполнитель Шмелевская И.И.) [117], Отчет по базовому проекту 2Н1-16 «Обобщить результаты геологических исследований, выполненных в Тимано-Печорской провинции в 1994-2004 гг., ...» [104], 2007 г. (отв. исполнитель Прищепа О.М.)

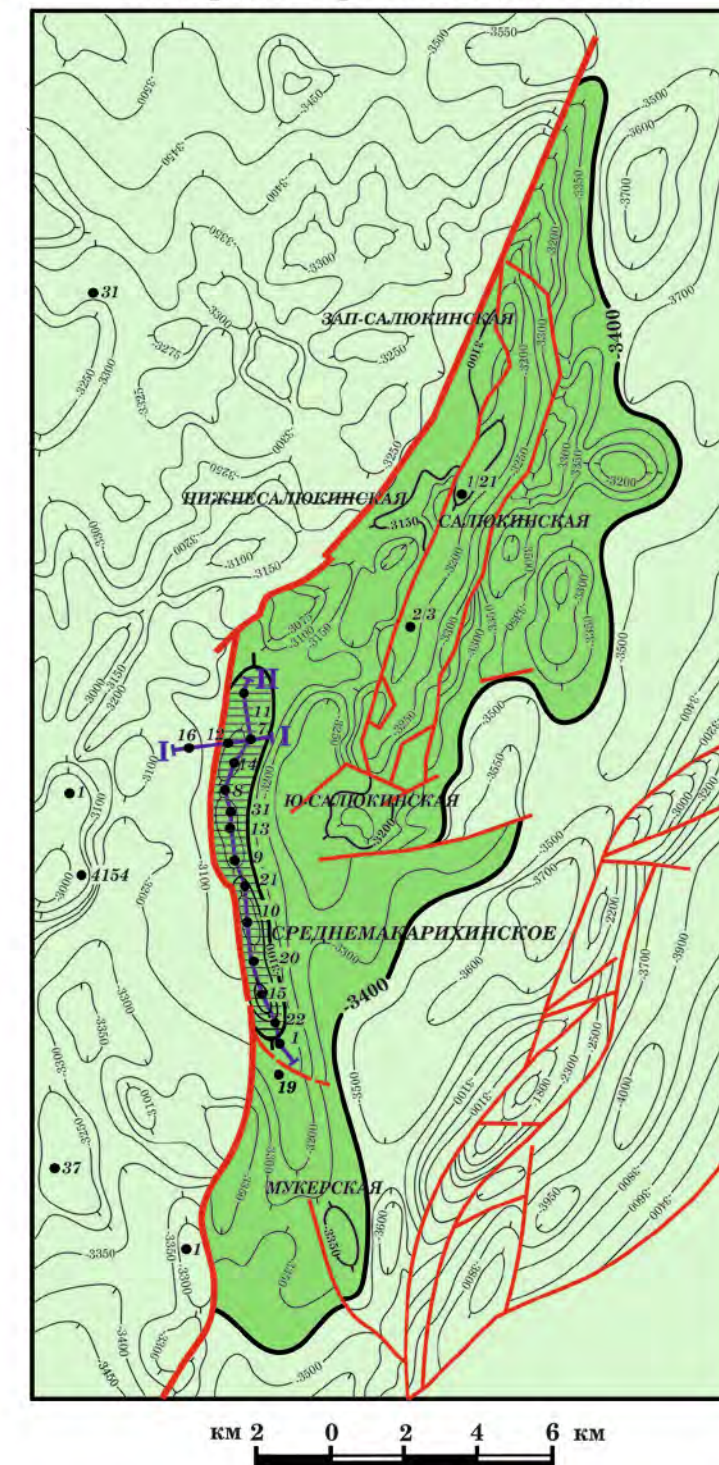
Геологические разрезы продуктивных нижнесилурийских и верхнеордовикских отложений Среднемакарихинского месторождения:
по линии профиля I-I



по линии профиля II-II



Типовой эталон для карбонатного среднеордовикско-нижнедевонского НГК юга гряды Чернышева (автохтон)

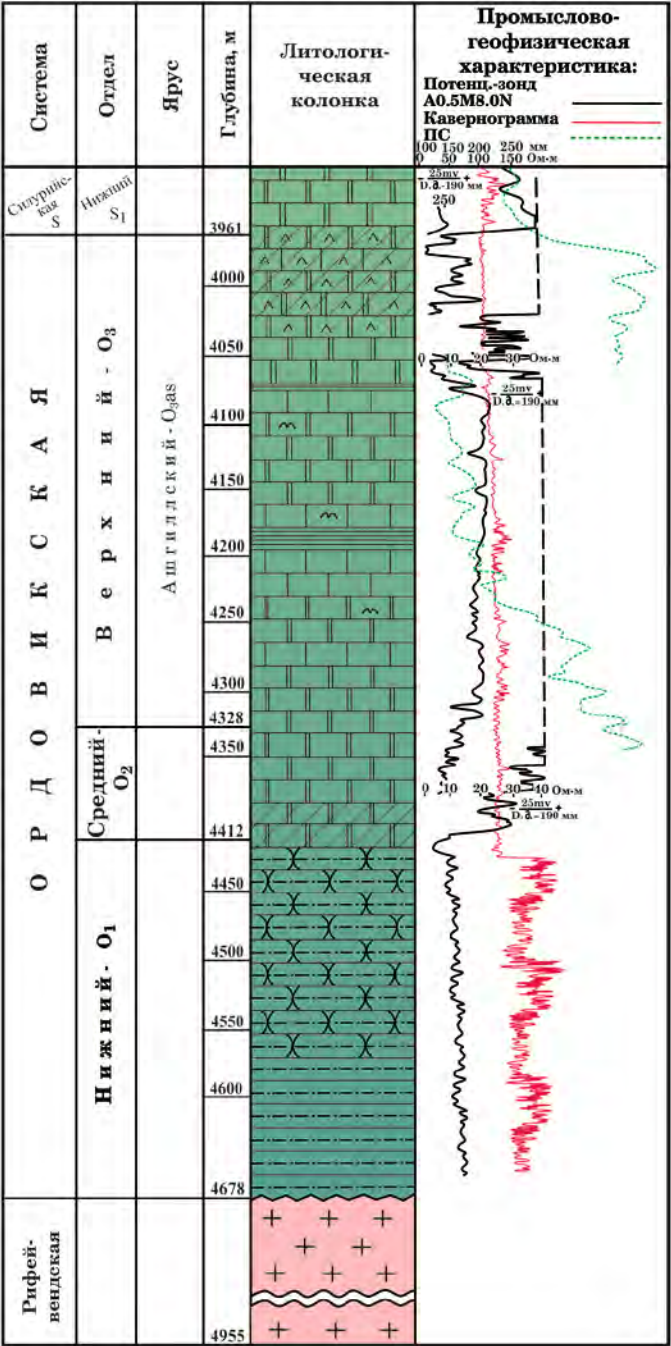
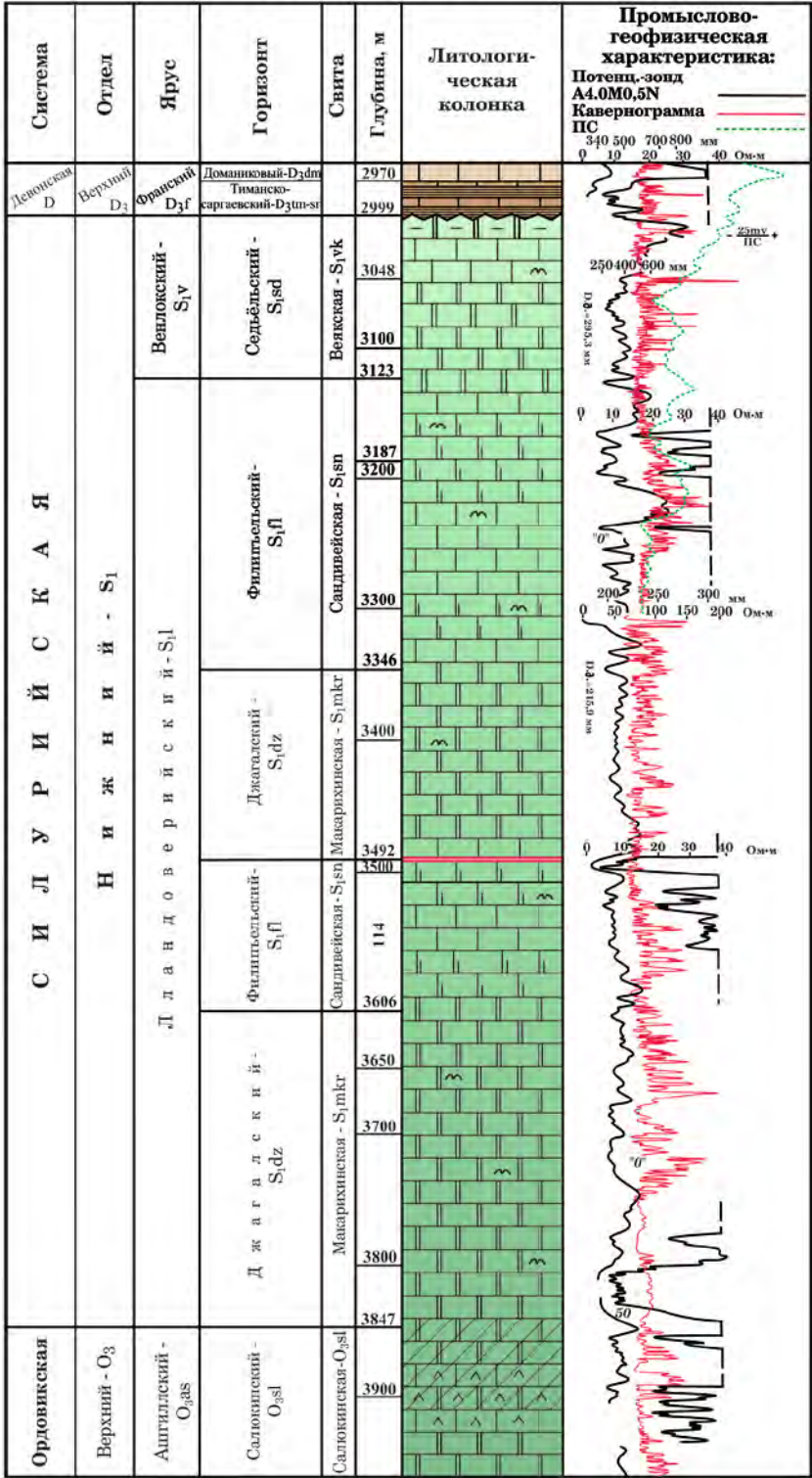


Продолжение рис. 11 см. на листе 2

Лист 1 Лист 2 Лист 3 Лист 4

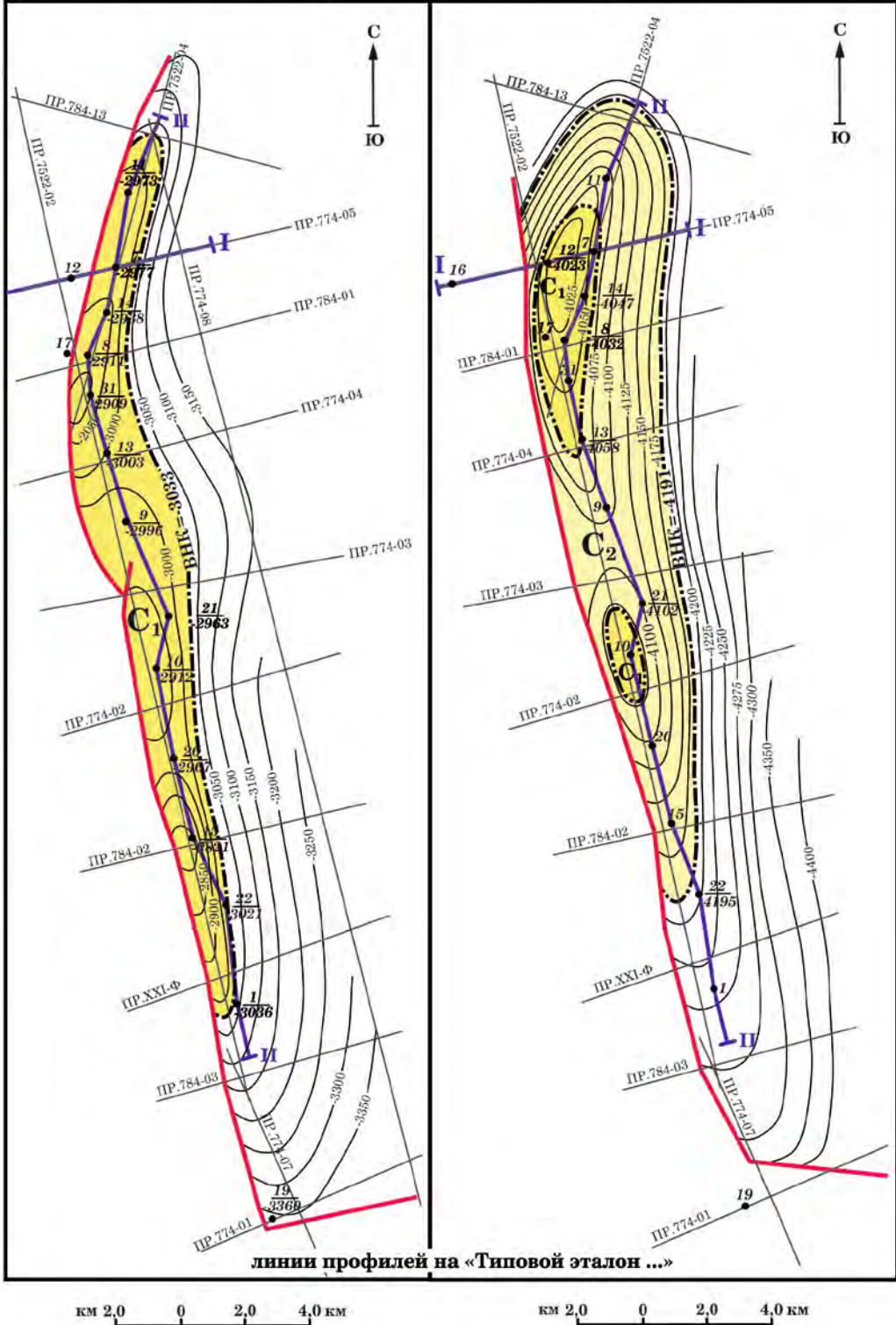
Продолжение рис. 11

Литолого-стратиграфический разрез поддоманиковых отложений
Среднемакарихинского нефтяного месторождения:
нижнесилурийские отложения (скв. 21) ордовикские отложения (скв. 12 и 22)



O₂-D₁карб.НГК
(автохтон)

Подсчетные планы залежей нефти в карбонатных отложениях:
I - нижнего силура II - верхнего ордовика



Продолжение рис. 11

Результаты опробования

№ скв.	Интервал опробования		Результаты опробования		Диаметр штуцера, мм	Примечание
	глубина, м	абсолютная отметка, м (-)	дебиты:			
			нефти, т/сут	воды, м³/сут		
1	2988,7-3013,7 3038,7-3078,7	2978,3-3003,2 3028,0-3067,8		48,0		по подъему уровня
	3258,7-3263,6 3098,7-3308,7 3473,7-3479,7	3247,1-3252,1 3287,0-3296,9 3461,2-3467,2	пленка нефти	28,8		перелив
	3538,7-3568,7	3526,0-3555,8		3,0	по подъему уровня	
	3638,7-3404,8	3625,4-3691,1		77,9	по подъему уровня	
	7	2927,5-3008,3	2926,8-3007,5	пленка нефти		
2950,5-3030,5		2949,8-3029,7	61,5 т за 1 ч.			ИП замер 1 ч.
2967,5-3027,5		2966,8-3026,7	12,6		10,0	
3034,5-3064,5		3033,7-3063,7		7,1		ИП замер 2 ч. 40 мин.
3058,4-3123,3		3057,6-3122,5		164,6		ИП замер 1 ч.
3170,5-3247,5		3169,7-3246,6		128,0		ИП замер 1 ч.
3414,2-3532,3		3413,2-3531,3		202,9		ИП замер 1 ч.
3585,5-3651,5		3584,4-3650,3	пласт «с у х о й»			ИП замер 1 ч.
3700,5-3849,5		3699,3-3848,1	пласт «с у х о й»			ИП замер 1 ч.
8	2811,5-2960,0	2809,6-2958,0	9,4 т за 1 ч.			ИП замер 1 ч.
	2961,9-3036,5	2959,9-3034,4	18,6 т за 1 ч.			ИП замер 1 ч.
	3040,0-3051,8	3037,9-3049,7	0,44 т за 50 мин.			ИП замер 50 мин.
	3053,3-3075,3	3051,2-3073,2			1,0	ИП замер 50 мин.
	4198,7-3714,6	4056-3572	42,2		9,0	через НКТ в открытом стволе
9	2950,5-2981,5	2950,2-2981,2	пласт «с у х о й»			ИП в открытом стволе
	2995,1-3026,8	2994,8-3026,5	41,0		20,0	* шт. 2 1/2 НКТ
	2936,5-2996,5	2936,2-2996,2	пласт «с у х о й»			ИП в открытом стволе
	3013,5-3106,2	3013,2-3105,7	пленка нефти	66,3		ИП замер 1,5 ч.
	3046,5-3106,0	3046,2-3105,7		95,8		ИП замер 1 ч.
	3229,5-3295,5	3229,1-3295,1		207,6		ИП замер 1 ч.
	3342,0-3406,5	3341,6-3406,1		50,7		ИП замер 1 ч.
10	3007,0-3011,0		пленка нефти	142,0		
11	2989,0-3004,0		47,0			* шт. 2 1/2 НКТ
	3011,0-3014,0		Фильтрат гл. р-ра 0,3 м³ за 17,5 сут.			ИП в открытом стволе
12	4413,0-4164,6	4264-4016	0,6 м³ за 56 мин.			ИП в открытом стволе
	4285-4265 4240-4222 4208-4168	4136-4116 4091-4073 4059-4019	3,3		3,0	После скв. и 3-х СКО с МПД
	4284,7-4264,7	4136-4116	0,1		По П.У. в инт. 1739-1737 м за 6 ч.	После скв. в открытом стволе
13	3201-3229		1,8 м³ за 1 ч.			
	4400-4111	4263-3957	2,3		По П.У. в инт. 2172-2132 м за 3,5 ч.	ИП в открытом стволе
14	4440-4188	4291-4039	0,9 м³ за 1,5 ч.			ИП в открытом стволе
	4400-4110	4251-3961	3,2		По П.У. в инт. 1704-1373 м за 24 ч.	Через НКТ в открытом стволе
15	2971-2986		27,2		12,0	ИП в открытом стволе
	3224-3289		26,2		12,0	ИП в открытом стволе
18	4666-3987	4611-3934	пласт «с у х о й»			ИП в открытом стволе
19	4666-4426	4611-4372	Фильтрат гл. р-ра 0,3 м³ за 4 ч.			ИП в открытом стволе
	4666-4451	4611-4397	Фильтрат гл. р-ра 0,3 м³ за 2,5 ч.			ИП в открытом стволе
	4666-4460	4611-4406	Фильтрат гл. р-ра 0,3 м³ за 6 ч.			ИП в открытом стволе
	3079-3001		Фильтрат гл. р-ра 0,3 м³ за 4 ч.			ИП в открытом стволе
20	4222-4244		2,8			ИП в открытом стволе
22	2992-3009			1,7 м³ за 1,5 ч.		ИП в открытом стволе
31	2971-2982		130,0	1,4 м³ за 2,5 ч.	24,0	ИП в открытом стволе

O₂-D₁карб.НГК
(автохтон)

Структура НСР нефти (извлек. часть) поддоманиковых отложений
Макариха-Салюкинской ЗНГН
по состоянию на 01.01.2013 г. (в млн.т)

Накоп- ленная добыча	Запасы категорий		Ресурсы категорий			НСР	Разве- данность НСР, %	Выработанность нач. разведанных запасов, %
	A+B+C ₁	C ₂	C ₃	D ₁ лок.	D ₁ +D ₂			
1,657	19,597	0,339	–	3,204	1,751	26,548	80,1	7,8

Запасы нефти (извлек.) поддоманиковых отложений
Среднемакарихинского месторождения
по состоянию на 01.01.2013 г. (в млн.т)

Залежь	Год открытия	Добыча с начала разработки	Запасы категорий	
			A+B+C ₁	C ₂
S _{1v}	1974	1,655	17,613	
O ₃	1977	0,002	1,984	0,339
Итого по двум залежам:		1,657	19,597	0,339

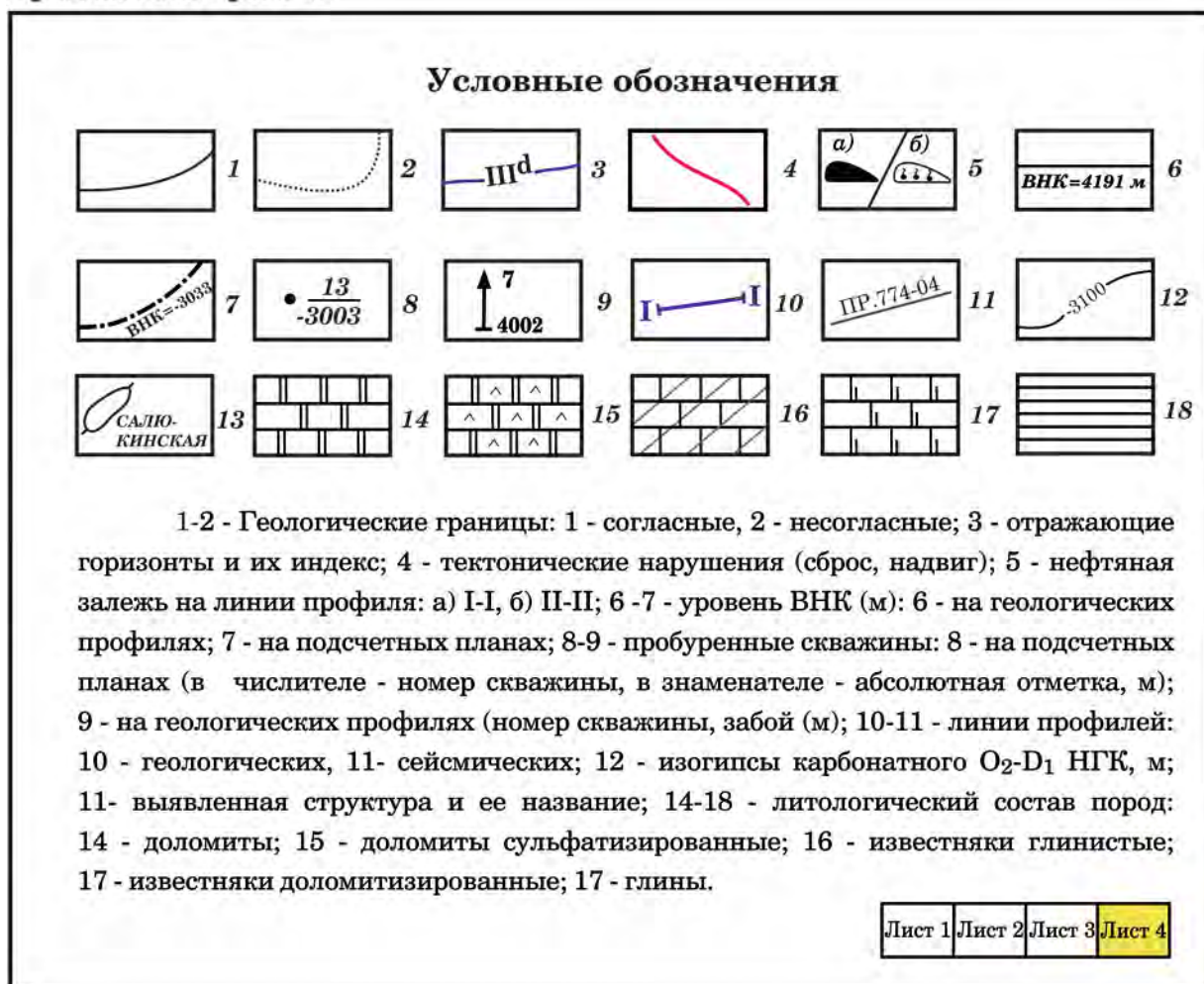
Параметры эталона (Среднемакарихинское месторождение)

Название параметра	Ед. изм.	миним. и максим.	среднее
Площадь нефтеносности	тыс. м²	42425-58105	50265
Эффективная нефтенасыщенная толщина	м	18,0-25,5	21,750
Открытая пористость коллектора	доли единиц	0,028-0,083	0,056
Нефтенасыщенность	доли единиц	0,884-0,900	0,892
Коэффициент извлечения нефти	доли единиц	0,104-0,308	0,206
Пересчетный коэффициент	доли единиц	0,836-0,890	0,863
Плотность нефти	г/см³	0,913-0,939	0,926

Геолого-геофизическая изученность
Среднемакарихинского месторождения

Нефтепродуктивные отложения	S _{1v}	O ₃	Ед. изм.
Площадь нефтеносности (Государственный баланс запасов полезных ископаемых... на 01.01.2013 г.)	58,105	42,425	км²
Изученность сейсморазведкой (плотность сейсмических профилей)	0,706	1,263	км/км²
Изученность бурением (количество поисково-разведочных скважин, вскрывших нефтегазоносный горизонт)	12	5	шт.
Плотность бурения	4,84	8,49	км²/скв.

Продолжение рис. 11



чехол месторождения до верхнепермских отложений перекрыт надвигом, являющимся «отголоском» дизъюнктивных деформаций гряды Чернышева Предуральяского прогиба [117]. Ордовикская часть разрез нарушена сбросом, который по времени заложения является более древним, чем надвиг.

Наиболее легкой, маловязкой, газонасыщенной, парафинистой является нефть верхнеордовикской залежи. Залежь в отложениях нижнего силура – с высоким содержанием смол и асфальтенов, характеризуется повышенной плотностью и высокой вязкостью в пластовых условиях [90]. Подземные воды продуктивных горизонтов ордовика и силура представляют собой рассолы с минерализацией 160-194 г/л (высокоблагоприятные для сохранности залежей УВ). Воды содержат йод, бром и другие полезные компоненты. Параметры эталона представлены в таблицах 15, 16.

Эталон, принятый в работе для расчета НСР и прогнозных ресурсов нефти категории $D_{1\text{лок.}}$, согласно современного тектонического

районирования, на базе которого была проведена их официальная количественная оценка по состоянию на 01.01.2009 г., по отношению к расчетным участкам является внешним. Однако, с позиций тектонического развития региона эталон является внутренним, т.к. расчетные участки размещаются в пределах тех же или близких к ним палеоструктурных элементов. Разведанность НСР нефти установленной Макариха-Салюкинской ЗНГН по состоянию на 01.01.2014 г. составляет 80,1%.

Необходимо отметить, что при проведении количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по состоянию на 01.01.2009 г. для карбонатных отложений среднего ордовика - верхнего силура всего Предуральяского прогиба был использован Усинокушшорский эталонный участок [93]. Данный эталонный участок не несет информации об автохтонных ЗНГН гряды Чернышева, где перекрытые региональной покрывкой перспективны отложения не только нижнего силура (венлокский ярус), но верхнего ордовика, и возможно нижнего девона.

Таким образом, проведенный анализ геолого-геофизической изученности поддоманиковых отложений Печоро-Колвинского авлакогена и прилегающих районов с учетом состояния ресурсной базы УВ-сырья позволяет сделать следующие выводы:

- региональный этап изучения нижних горизонтов осадочного чехла (карбонатный среднеордовикско-нижнедевонский и терригенный среднедевонско-франский НГК) не завершен;
- в поддоманиковых НГК имеются значительные резервы для эффективного воспроизводства запасов нефти и газа в связи с возможными открытиями новых месторождений и залежей, а также доразведки залежей на старых месторождениях;
- разведанность НСР и выработанность НРЗ нефти и свободного газа по НГР Печоро-Колвинской НГО крайне неравномерна (показатели изменяются в пределах от 0% до 68,4% - по нефти и от 0% до 62,0% - по свободному газу);

- НСР среднедевонско-франского НГК Печоро-Колвинской НГО разведаны в более чем 80 раз по нефти и 250 раз по свободному газу выше, чем НСР среднеордовикско-нижнедевонского;
- НСР нефти поддоманиковых отложений Северо-Предуральской НГО практически не разведаны (1,6%), свободного газа – не разведаны;
- в структуре неразведанных ресурсов (C_3+D) нефти и свободного газа Печоро-Колвинской НГО поддоманиковых НГК преобладают категории D_1 , в Северо-Предуральской – категории D_1 по нефти и D_2 по свободному газу;
- НСР нефти и свободного газа на шельфе Печорского моря в пределах Печоро-Колвинской НГО не разведаны;
- составлен эталон для расчета НСР и прогнозных ресурсов нефти категории D_1 лок карбонатного среднеордовикско-нижнедевонского НГК юга гряды Чернышева;
- оценены НСР нефти в карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском НГК Шарью-Заостренской и Яньюской перспективных ЗНГН, находящихся в автохтоне южной части гряды Чернышева;
- подсчитаны прогнозные ресурсы нефти категории D_1 лок отложений карбонатного НГК Шарьюской и Яньюской выявленных структур.

Глава 2. Особенности геологического строения

2.1. Тектоническая позиция Печоро-Колвинского авлакогена в структуре Тимано-Печорской плиты

Вопросам особенностей геологического строения и обоснования тектонической позиции Печоро-Колвинского авлакогена в структуре Тимано-Печорской плиты посвящены исследования Л.Т. Беляковой, В.И. Богацкого, Б.П. Богданова, М.М. Богданова, Н.А. Богданова, Б.Я. Вассермана, А.С. Воинова, В.А. Дедеева, Е.Г. Довжиковой, Е.Д. Есипчук, В.С. Журавлева, С.Л. Костюченко, А.В. Куранова, В.М. Ласкина, В.Н. Макаревича, Н.А. Малышева, Н.Д. Матвиевской, Н.И. Никонова, О.М. Прищепы, В.Б. Ростовщикова, Б.В. Сенина, К.О. Соборнова, А.В. Ступаковой, С.Ф. Соболева, Н.И. Тимонина, В.Е. Хаина, О.В. Чумакова, З.И. Цзю, Ю.К. Шафиева, В.С. Шеина, Э.В. Шипилова и других специалистов [9, 11, 14, 33, 47, 63, 68, 75, 78-81].

Впервые термин «авлакоген» (от греческого слова «авлакос» - борозда, бороздой рожденный) обосновал в 1960 г., а позднее опубликовал в 1964 г. Н.С. Шатский [78]. По представлениям Н.С. Шатского, авлакоген – «это бороздовая сложная структура между двумя одинаковыми зонами в платформе» [81]. Название Печоро-Колвинский впервые ввел З.И. Цзю в 1964 году [75].

Надпорядковая мобильная структура – Печоро-Колвинский авлакоген расположена в центральной части Тимано-Печорской плиты между стабильными Малоземельско-Колгуевской, Ижма-Печорской – на западе и Хорейверской (Большеземельской) – на востоке. Авлакоген представляет собой межразломный прогиб северо-западного простирания с инверсионными структурными элементами.

Согласно структурно-тектоническому районированию фундамента Тимано-Североуральского региона и прилегающих районов Русской плиты Печоро-Колвинский мегаблок (900×60×20км) байкальского фундамента входит в состав Печороморско-Большеземельского геоблока (рис. 12).

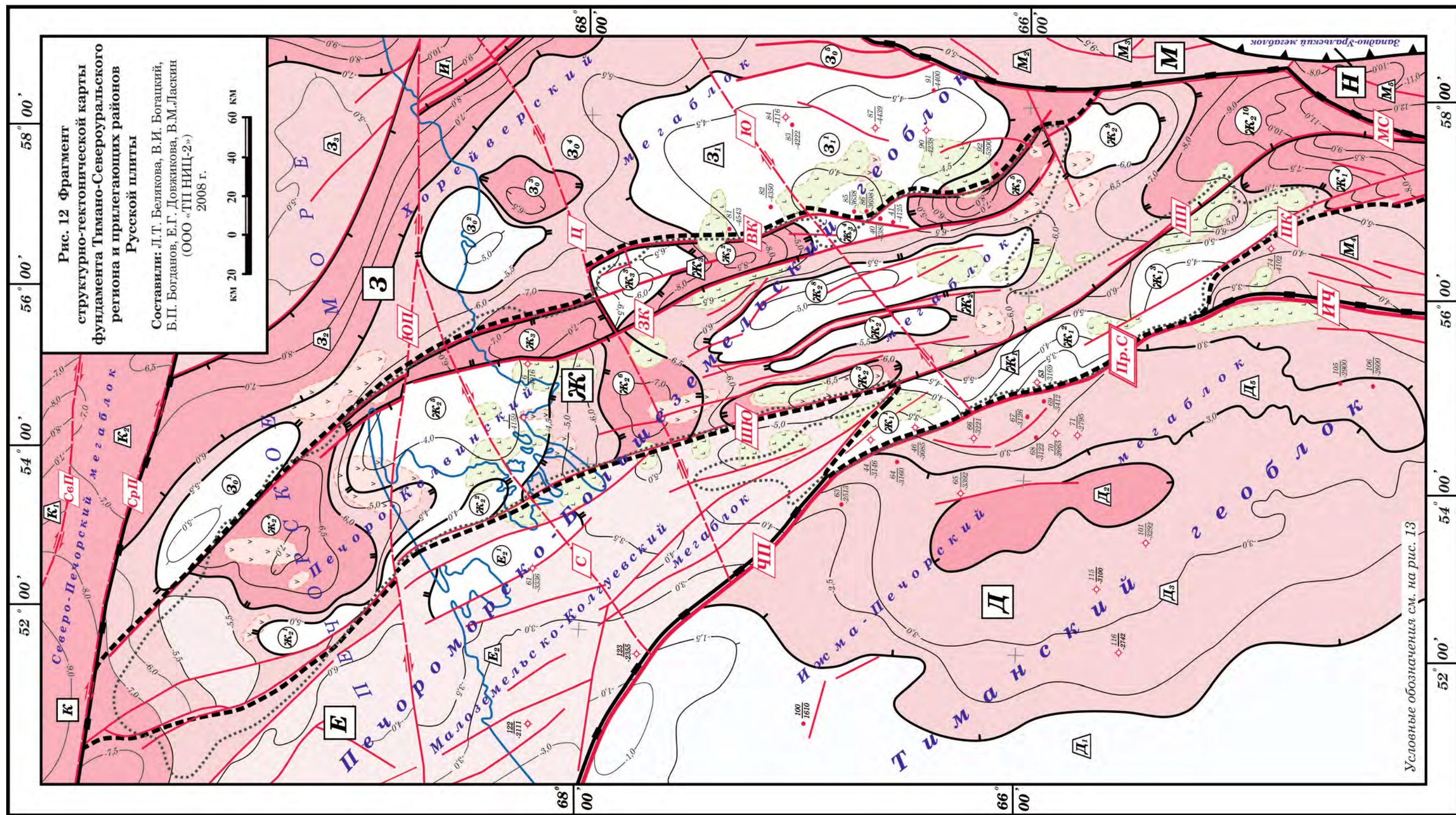
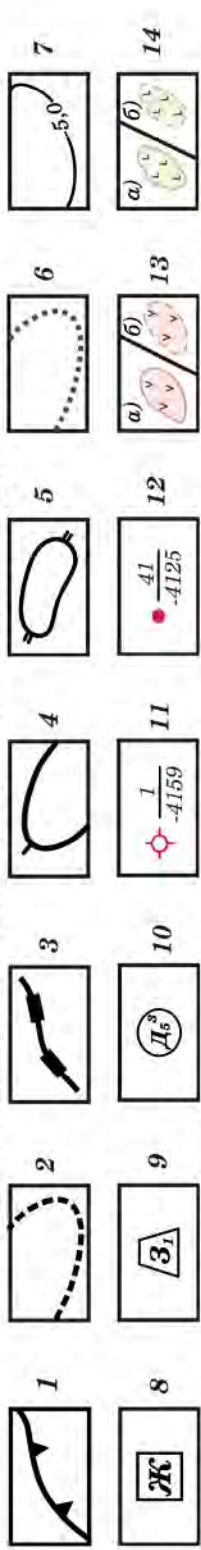


Рис. 13 Условные обозначения к «Фрагменту структурно-тектонической карты фундамента Тимано-Североуральского региона и прилегающих районов Русской плиты» (рис. 12)



1. (1 - 6) - Границы: 1 - фронтальная система надвигов, 2 - Печоро-Колвинского мегаблока Печороморско-Большеземельского геоблока фундамента, 3 - других мегаблоков фундамента (надпорядковые структуры), 4 - 5 - тектонических элементов: 4 - I порядка; 5 - II порядка; 6 - современная Печоро-Колвинского авлакогена; 7 - изогипсы поверхности верхнепротерозойского фундамента, км; 8 - 10 - аббревиатура тектонических элементов: 8 - надпорядковых (мегаблоков), 9 - I порядка, 10 - II порядка; 11-12 - скважины, вскрывшие фундамент (в числителе - номер в списке; в знаменателе - абсолютная отметка поверхности фундамента, км): 11 - параметрические; 12 - поисковые или разведочные; 13-14 - интрузивные образования: 13 - габбро-диориты, диориты, диабазы, плагиограниты; а) - вскрытые скважинами, б) - предполагаемые по геофизическим данным; 14 - основные и ультраосновные интрузии по геофизическим данным: а) выходящие на поверхность по расчетам на поверхность фундамента; б) - на глубине.

Остальные условные обозначения на рис. 15

II. Элементы тектонического районирования центральных и восточных районов Тимано-Североуральского региона

Порядок		Тектонические элементы	
Надпорядковые	I	II	
Д	Д ₁ Д ₂ Д ₃ Д ₅		ТИМАНСКИЙ ГЕОБЛОК
			Ижма-Печорский мегаблок
			Нерицкая ступень
			Ерсинская впадина
			Ижемская ступень
Е	Е ₂		Седухинско-Лузская структурная зона
			ПЕЧОРОМОРСКО-БОЛЬШЕЗЕМЕЛЬСКИЙ ГЕОБЛОК
			Малоземельско-Колгуевский мегаблок
			Нарьян-Марская ступень
			Аноргояхское поднятие
Ж	Ж ₁		Печоро-Колвинский мегаблок
			Лебединско-Кыртаельская межразломная зона
			Лебединская дизъюнктивная ступень
			Мутноматериковая ступень
			Льжско-Кыртаельская ступень
	Ж ₂		Усть-Щугорская синклиналь
			Денисовская структурная зона
			Северо-Колоколморский структурный мыс
			Южно-Колоколморский структурный мыс
			Шапкина-Юрьяхинская синклиналь
	Ж ₃		Восточно-Колгуевская котловина
			Носовое поднятие
			Усть-Печорская котловина
			Денисовский вал
			Лодминско-Командиршорский дизъюнктивный вал
З	З ₁		Нитчемью-Сынинский структурный мыс
			Вяткинская депрессия
			Колвинская система приразломных дислокаций
			Хыльчаюский грабен
			Харьятинская дизъюнктивная синклиналь
	З ₂		Инзырейский купол
			Возейская перемычка
			Усинская дизъюнктивная синклиналь
			Хорейверский мегаблок
			Русский вал
К	З ₃		Няморхитское поднятие
			Чернореченская брахисинклиналь
			Садаятинская ступень
			Макариха-Салокинская дизъюнктивная дислокация
			Большеземельский свод
М	З ₄		Сандивейское поднятие
			Паханчешский уступ
			Гуляевский выступ
			Варандей-Адзьвинский блок
			Северо-Печорский мегаблок
Н	И ₁		Куренцовская ступень
			Печороморская ступень
			Мегаблок северного звена Предуральского прогиба
			Дизъюнктивная структура грады Чернышева
			Косью-Роговской блок
	К ₁		Верхнепечорский блок
			Щугор-Вишерская структурная зона
			Западно-Уральский мегаблок

Складчатый фундамент Печоро-Колвинского мегаблока сложен позднепротерозойскими метаморфическими породами с интрузивными и эффузивными образованиями. На севере в пределах шельфа Печоро-Колвинский мегаблок фундамента сочленяется по Средне-Печороморскому правостороннему сдвигу с Северо-Печорским мегаблоком, на востоке по Колвинской системе разломов - с Хорейверским. На юго-востоке и юге ограничением мегаблока является Мортю-Сарьюдинский разлом, который отделяет его от мегаблока северного звена Предуральского прогиба. На северо-западе Печоро-Колвинский мегаблок по Шапкина-Юрьяхинскому разлому граничит с Малоземельско-Колгуевским. Юго-западным ограничением Печоро-Колвинского мегаблока фундамента является Припечорская система разломов (Чаркаю-Пылевецкий, Илыч-Чикшинский), отделяющая Печороморско-Большеземельский геоблок от Тиманского. Региональными правосторонними сдвигами (Южно-Печороморский, Северный, Центральный, Южный) Печоро-Колвинский мегаблок фундамента расчленен на пять сегментов. Амплитуда сдвигов достигает 5,0-10,0 км. Фундамент Печоро-Колвинского мегаблока прослеживается по **ОГ VI (PR₂)**.

В пределах Печоро-Колвинского мегаблока фундамента выделяются разнотипные тектонические элементы I порядка – Лебединско-Кыртаельская межразломная, Денисовская структурная зоны, Колвинская система приразломных дислокаций [11].

Лебединско-Кыртаельская межразломная зона ограничена Подчерем-Каменским, Чаркаю-Пылевецким разломами – на западе и Печорогородско-Переборским, Шапкина-Юрьяхинским – на востоке. Лебединско-Кыртаельская межразломная зона выделена только в пределах суши. Протяженность зоны составляет ~ 340 км.

Лебединско-Кыртаельская межразломная зона осложнена структурами II порядка. С севера на юг в её пределах выделяются наклоненные на восток Лебединская, Мутноматериковая, Лыжско-Кыртаельские ступени («клавиши») и Усть-Щугорская синклиналь с амплитудой погружения ~ 2,0 км. Глубина

залегания фундамента в зоне изменяется от 3,5-4,0 км на севере и северо-западе до 8,0-9,0 км на юге и юго-востоке.

Денисовская структурная зона (на суше и шельфе) протяженностью ~ 700 км ограничена Печорогородско-Переборским, Шапкина-Юрьяхинским разломами – на западе, Западно-Колвинским – на востоке, Мортью-Сарьюдинским – на юге и юго-востоке. В пределах зоны выделяются структуры II порядка – Северо-Колоколморский, Южно-Колоколморский, Нитчемью-Сынинский структурные мысы, Шапкина-Юрьяхинская синклиналь, Восточно-Колгуевская, Усть-Печорская котловины, Носовое поднятие, Денисовский, Лодминско-Командиршорский валы и Вяткинская депрессия. Амплитуда положительных структурных элементов достигает 2,5 км. Амплитуда погружения синклинали, депрессии и котловин превышает 3,0 км. Глубина залегания фундамента в Денисовской структурной зоне изменяется от 4,0-5,0 км на севере до 10,0-11,0 км на юге. Протяженность зоны ~ 580 км.

Колвинская система приразломных дислокаций протяженностью на суше и шельфе в 320 км ограничена Западно-Колвинским и Восточно-Колвинским разломами. Колвинская система приразломных дислокаций представлена структурами II порядка – Хыльчаюским грабеном, Харьягинской, Усинской синклиналями, Инзырейским куполом и Возейской перемычкой. Амплитуда положительных структур не превышает 1,0 км. Амплитуда погружения отрицательных структур – более 3,0 км. Глубина залегания фундамента в Колвинской системе приразломных дислокаций изменяется от 3,4-4,1 км на Возейской перемычке до 8,0-8,5 км в Хыльчаюском грабене.

В осадочном чехле по основному опорному горизонту – подошве отложений доманика в Печоро-Колвинском авлакогене выделяются структуры I порядка - Печоро-Кожвинский, Колвинский мегавалы, Денисовская структурная зона (рис. 14).

Впервые для структурно-тектонического районирования центральных и

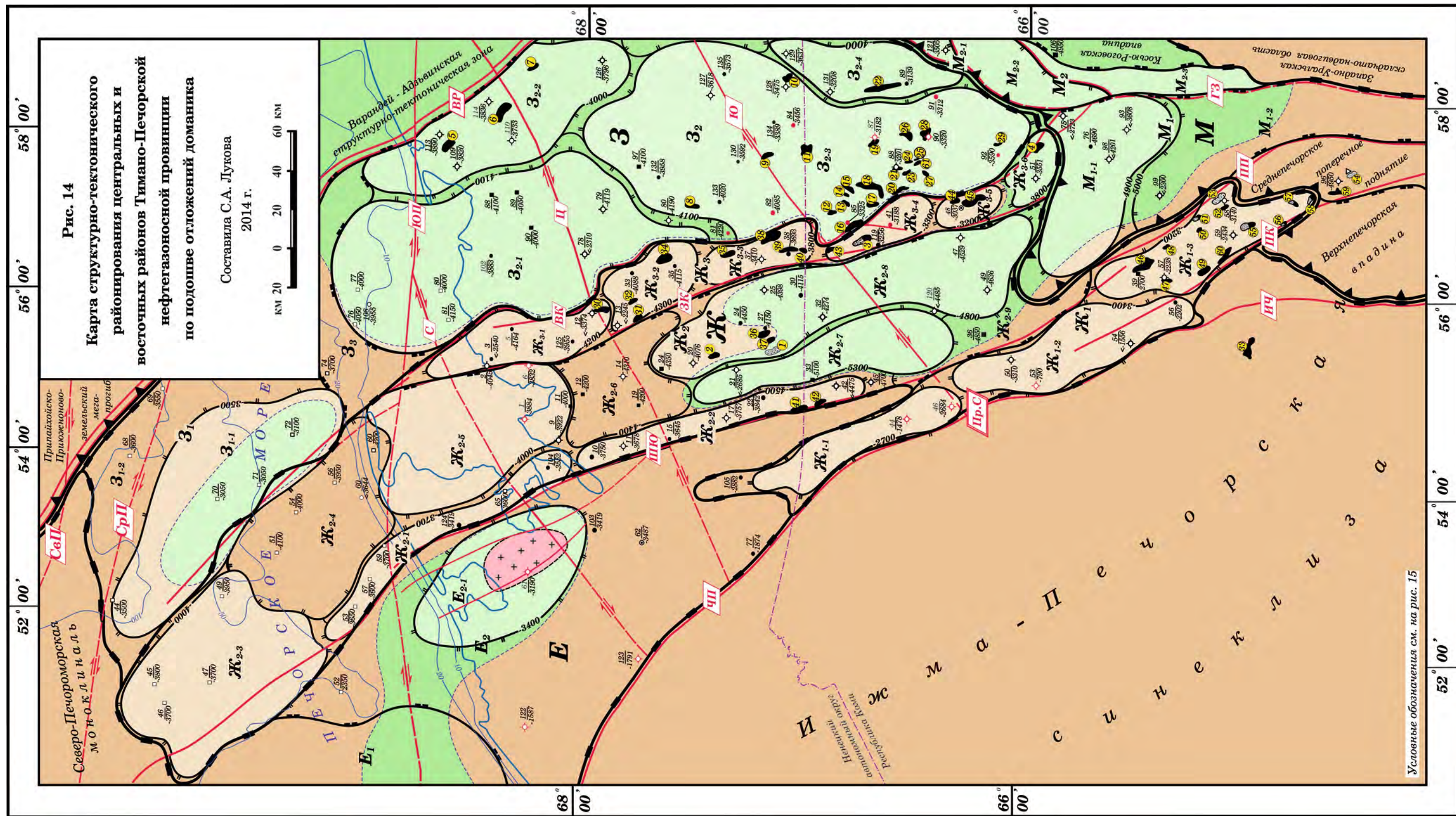
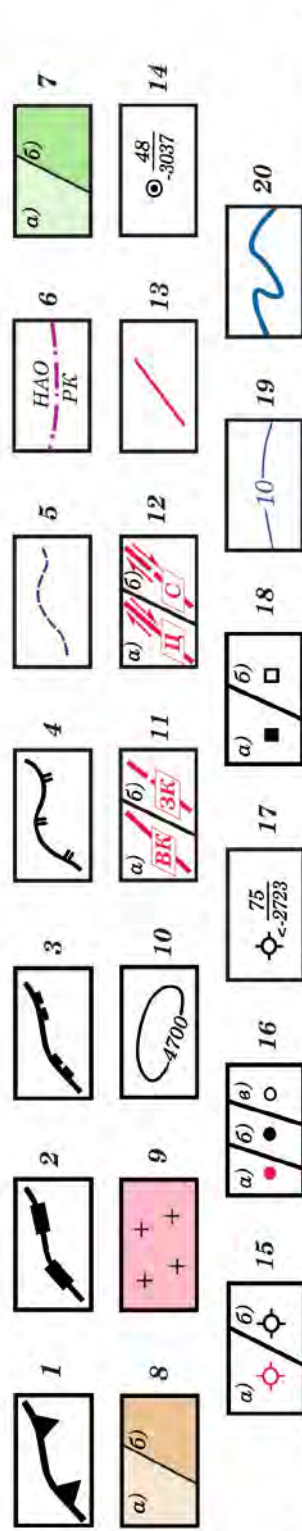


Рис. 15 Условные обозначения к «Карте структурно-тектонического районирования центральных и восточных районов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции ...» (рис. 14) и «Пространственно-временным моделям формирования ЗНГН...» (рис. 28, 36, 37, 39, 40, 47, 48)



I. (1 - 6) - Границы: 1 - Тимано-Печорской плиты, 2 - надпорядковых структур, 3 - I порядка, 4 - II порядка; 5 - распространения подоманиковского горизонта и перекрытых тиманско-саргавских; 7 - карбонатных среднего ордовика - нижнего девона; 7а) - в положительных структурах, 7б) - отрицательных; 8 - терригенного среднего девона-франа: 8а) - в положительных, 8б) - отрицательных; 9 - выходы пород фундамента под подошву доманикового горизонта; (10 - 20) - Другие условные обозначения: 10 - изогипсы подошвы доманикового горизонта (ОГ IIIa), м; 11-12 - дизъюнктивные нарушения различного времени проявления и их названия (разломы: Пр.С. - Припечорской системы: ЧП - Чаркаю-Пылеметский, ИЧ - Илыч-Чикшинский, ШЮ - Шапкина-Юрьяхинский, ЗК - Западно-Колвинский, ВК - Восточно-Колвинский, ГЗ - Главный западноуральский, ПП - Печорогородско-Переборский, ПК - Подчерем-Каменский, ВР - система Варандейских), МС - Мортю-Сарыудинский; 11а) - проникающие в доманиковый горизонт, 11б) - затухающие в нижнедевонских отложениях; 12 - региональные правосторонние сдвиги венд-раннепалеозойского проявления в карбонатных среднеордовикско-нижнедевонских отложениях и их названия (СяП - Северо-Печороморский, СрП - Средне-Печороморский, ЮП - Южно-Печороморский, С - Северный, Ц - Центральный, Ю - Южный); 12а) - перекрытые тиманско-саргавскими отложениями, 12б) - среднедевонско-франскими; 13 - разломы без типизации; 14-17 отдельные пробуренные скважины (в числителе - номер в списке; в знаменателе - абсолютная отметка, м); 14 - опорные; 15 - параметрические; 15а) - вскрытые фундамент; 15б) - поддоманиковые отложения; 16 - поисковые и разведочные; 16а) - вскрытые фундамент; 16б) - поддоманиковые отложения; 16в) - расположенные в акваториальной части; 17 - параметрические, поисковые и разведочные, не вскрытые поддоманиковые отложения; 18 - отдельные площади ГРП, по которым использовалась информация по сейсмическим ОГ (в числителе - номер в списке, в знаменателе - абсолютная отметка, м); 18а) - расположенные на суше, 18б) - в акваториальной части; 19 - изобаты, м; 20 - береговая линия.

II. Элементы тектонического районирования центральных и восточных районов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Порядок		Тектонические элементы	
Напо- рядковые	I	II	
Е	E ₁		Малоземельско-Колгуевская моноклиналь
	E ₂	E ₂₋₁	Колгуевская ступень
			Нарьян-Марская ступень
Ж	Ж ₁	Ж ₁₋₁	Аноргохское поднятие
		Ж ₁₋₂	Печоро-Колвинский авлакоген
		Ж ₁₋₃	Печоро-Кожвинский мегавал
Ж ₃		Ж ₂₋₁	Лебединский вал
		Ж ₂₋₂	Мутноматериковый вал
		Ж ₂₋₃	Льжско-Кыртаельский вал
Ж ₃		Ж ₂₋₄	Денисовская структурная зона
		Ж ₂₋₅	Колоколморский вал
		Ж ₂₋₆	Шапкина-Юрьяхинский вал
Ж ₃		Ж ₂₋₇	Печороморское поднятие
		Ж ₂₋₈	Восточно-Колгуевская депрессия
		Ж ₂₋₉	Носовое поднятие
Ж ₃		Ж ₃₋₁	Усть-Печорская депрессия
		Ж ₃₋₂	Денисовский вал
		Ж ₃₋₃	Лодминско-Командирский вал
Ж ₃		Ж ₃₋₄	Зверинецкая перемычка
		Ж ₃₋₅	Колвинский мегавал
		Ж ₃₋₆	Ярейский вал
З	З ₁	З ₁₋₁	Инзрейский вал
		З ₁₋₂	Харьагинский вал
		З ₂₋₁	Возейский вал
З ₂		З ₂₋₂	Усинский вал
		З ₂₋₃	Леккерский вал
		З ₂₋₄	Большеземельско-Печороморская антеклиза
М	М ₁	М ₁₋₁	Русская моноклиналь
		М ₁₋₂	Западно-Русский вал
		М ₂₋₁	Рахмановская ступень
М ₂		М ₂₋₂	Большеземельский свод
		М ₂₋₃	Нямурхитское поднятие
		М ₂₋₄	Вал Гребса-Титова
М ₂		М ₂₋₅	Сандивейское поднятие
		М ₂₋₆	Макариха-Салокинский вал
		М ₂₋₇	Морская седловина
М ₂		М ₂₋₈	Предуральский прогиб
		М ₂₋₉	Большесынинская впадина
		М ₂₋₁₀	Нитчемью-Сынинский мыс
М ₂		М ₂₋₁₁	Вяткинская депрессия
		М ₂₋₁₂	Гряда Чернышева
		М ₂₋₁₃	Хоседаюский блок
М ₂		М ₂₋₁₄	Шарью-Заостренский блок
		М ₂₋₁₅	Яньковский блок
		М ₂₋₁₆	

Продолжение на след. стр.

Продолжение рис. 15

III. Список месторождений, где выявлены залежи УВ в поддоманиковых НГК: 1 - Западно-Командиршорское-II, 2 - Верхнелайское, 3 - Возейское, 4 - Леккерское, 5 - им. Р. Требса, 6 - им. А.Титова, 7 - Ямботинское, 8 - Восточно-Колвинское, 9 - Шорсандивейское, 10 - Восточно-Хаяхинское, 11 - Западно-Сандивейское, 12 - Восточно-Возейское, 13 - Яромусюршорское, 14 - Западно-Возейшорское, 15 - Возейшорское, 16 - Верхневозейское, 17 - Западно-Рогозинское, 18 - Восточно-Рогозинское, 19 - Западно-Беакское, 20 - Вадьюское, 21 - Верхнехатахское II, 22 - Среднемакаринское, 23 - Восточно-Возейское, 24 - Западно-Хатахское, 25 - Западно-Хатахское II, 26 - Северо-Баганское, 27 - Западно-Баганское, 28 - Баганское, 29 - Восточно-Мастербельское, 30 - им.Ю.Россикина, 31 - Западно-Сарутаюское, 32 - Восточно-Сарутаюское, 33 - Лузское, 34 - Инзырейское, 35 - Лекхарьягинское, 36 - Командиршорское, 37 - Западно-Командиршорское, 38 - Харьягинское, 39 - Ошское, 40 - Южно-Ошское, 41 - Пашшорское, 42 - Верхнегубешорское, 43 - Осокинское, 44 - Западно-Сынатское, 45 - Усинское, 46 - Сигавайское, 47 - Южно-Льжское, 48 - Южно-Лиственничное, 49 - Северо-Кожвинское, 50 - Западно-Печорокожвинское, 51 - Печорокожвинское, 52 - Западно-Печорогородское, 53 - Печорогородское, 54 - Западно-Соплесское, 55 - Кыртаельское, 56 - Южно-Кыртаельское, 57 - Северо-Югидское, 58 - Югидское, 59 - Югид-Соплесское.

IV. Название скважин и площадей

Скважины: 1 - Носовая, 1; 2 - Дресвянская, 1; 3 - Дресвянская, 51; 4 - Хыльчужская, 1; 5 - Вангунейская, 81; 6 - Западно-Хыльчужская, 50; 7 - Восточно-Хыльчужская, 7; 8 - Прибрежная, 51; 9 - Восточно-Василковская, 1; 10 - Василковская, 1/6; 11 - Ванейвская, 1; 12 - Сарутаюская, 72; 13 - Верхне-Шапкинская, 60; 14 - Лаявожская, 1; 15 - Северо-Шапкинская, 21/29; 16 - Шапкинская, 1; 17 - Шапкинская, 2; 18 - Инзырейская, 203; 19 - Лаявожская, 3; 20 - Верхнелайская, 500; 21 - Западно-Тонкошорская, 1; 22 - Южно-Шапкинская, 27; 23 - Северо-Командиршорская, 1; 24 - Моршшинская, 31; 25 - Восточно-Лайская, 1; 26 - Восточно-Лайская, 20; 27 - Командиршорская, 18; 28 - Командиршорская, 42; 29 - Мишванская, 37; 30 - Мишванская, 13; 31 - Мишванская, 15; 32 - Мишванская, 8/11; 33 - Инзырейская, 205; 34 - Инзырейская, 204; 35 - Среднехарьягинская, 27; 36 - Харьягинская, 1; 37 - Колвинская глубокая; 38 - Харьягинская, 14/24; 39 - Харьягинская, 4; 40 - Возейская, 90; 41 - Возейская, 63; 42 - Юрьяхинская, 1; 43 - Среднешапкинская, 10; 44 - Среднешапкинская, 1; 45 - Южно-Юрьяхинская, 1; 46 - Малолебединская, 1; 47 - Андрюшинская, 1; 48 - Усинская, 1; 49 - Терехевейская, 1; 50 - Нянтаюская, 1; 51 - Чедтйская, 1; 52 - Леккерская, 1; 53 - Мутноматриковская, 2; 54 - Терехевейская, 1; 55 - Южно-Терехевейская, 1; 56 - Западно-Керкавожская, 1; 57 - Южно-Льжская, 15; 58 - Печорогородская, 1; 59 - Кыртаельская, 1/14; 60 - Поморская, 1; 61 - Аноргоянская, 1; 62 - Нарьян-Марская, 1; 63 - Янгтская, 2; 64 - Дзелядевая, 1; 65 - Западно-Созьвинская, 1; 66 - Лебединская, 1; 67 - Восточно-Чаркаюская, 1; 68 - Чаркаюская, 1; 69 - Чаркаю-Луньвожская, 2; 70 - Кипиевская, 1; 71 - Южно-Чаркаюская, 1; 72 - Аресская, 1; 73 - Ронаельская, 1; 74 - Новая, 1; 75 - Суборская, 1; 76 - Пыжьельская, 11; 77 - Пыльмецкая, 231; 78 - Восточно-Ханчаргинская, 1; 79 - Среднеинемдейская, 1; 80 - Вольшеземельская, 1; 81 - Кырганская, 1; 82 - Восточно-Харьягинская, 26; 83 - Сандивейская, 4; 84 - Сандивейская, 1; 85 - Верхневозейская, 202; 86 - Верхневозейская, 203; 87 - Веякская, 2; 88 - Западно-Хатахская, 1; 89 - Среднемакаринская, 16; 90 - Баганская, 1; 91 - Южно-Баганская, 10; 92 - Мастерельская, 7; 93 - Южно-Сынинская, 1; 94 - Войская, 3; 95 - Западно-Соплеская, 21; 96 - Тимано-Печорская сверхглубокая; 97 - Андроновская, 3; 98 - Нитчемьюская, 2; 99 - Вятская, 1; 100 - Большепульская, 1; 101 - Восточно-Щельюрская, 1; 102 - Нямурхитская, 10; 103 - Удачная, 1; 104 - Кумжинская, 8; 105 - Выдшорская, 1; 106 - Западно-Сотчемьюская, 1; 107 - Израельская, 1; 108 - Паханческая, 1; 109 - Садагинская, 1; 110 - Южно-Садагинская, 51; 111 - им. Р.Требса, 41; 112 - им. А.Титова, 4; 113 - Малиновская, 1; 114 - Западно-Сорокинская, 1; 115 - Низевая, 1; 116 - Усть-Цильма, 1; 117 - Ижма, 1; 118 - Верховская, 4; 119 - Возейская, 66; 120 - Трошская, 1; 121 - Заостренская, 1; 122 - Южно-Сенгейская, 1; 123 - Танюйская, 1; 124 - Коровинская, 41; 125 - Ярейская, 7; 126 - Северо-Хоседаюская, 1; 127 - Хорейверская, 1; 128 - Северо-Хаяхинская, 1; 129 - Северо-Салюкинская, 1; 130 - Мусюршорская, 60; 131 - Ладская, 1; 132 - Ошкотынская, 42; 133 - Дюсушевская, 60; 134 - Лъзаюская, 80; 135 - Янейтывисовская, 1; 136 - Лузская, 210; 137 - Командиршорская, 52; 138 - Хыльчужская, 7; 139 - Вангунейская, 71; 140 - Вост-Хыльчужская, 22; 141 - Восточно-Василковская, 72; 142 - Василковская, 5; 143 - Ванейвская, 3; 144 - Сарутаюская, 65; 145 - Верхне-Шапкинская, 62; 146 - Лаявожская, 2; 147 - Северо-Шапкинская, 1; 148 - Инзырейская, 203; 149 - Шапкинская, 4; 150 - Южно-Шапкинская, 28; 151 - Северо-Командиршорская, 2; 152 - Среднехарьягинская, 28; 153 - Харьягинская, 11; 154 - Возейская, 51; 155 - Возейская, 55; 156 - Юрьяхинская, 126; 157 - Усинская, 38; 158 - Западно-Керкавожская, 2; 159 - Южно-Льжская, 2; 160 - Печорогородская, 11; 161 - Кыртаельская, 6; 162 - Кыртаельская, 8; 163 - Янгтская, 1; 164 - Суборская, 239; 165 - Пыжьельская, 3; 166 - Восточно-Харьягинская, 3; 167 - Веякская, 3/55.

Площади: 1 - Константиновская; 2 - Северо-Хыльчужская; 3 - Дресвянская; 4 - Нововангунейская; 5 - Вангунейская; 6 - Западно-Вангунейская; 7 - Лопаткинская; 8 - Южно-Вангунейская; 9 - Русалинская; 10 - Южно-Хыльчужская; 11 - Западно-Ячейская; 12 - Ячейская; 13 - Среднеячейская; 14 - Ярейская; 15 - Восточно-Ярейская; 16 - Северо-Лаявожская; 17 - Юнкоюская; 18 - Восточно-Сарутаюская; 19 - Южно-Диятская; 20 - Лаявожская; 21 - Белугинская; 22 - Южно-Инзырейская; 23 - Хановейская; 24 - Янгичавийская; 25 - Южно-Седловейская; 26 - Северо-Харьягинская; 27 - Лекхарьягинская; 28 - Озерная; 29 - Нийхабарьюская; 30 - Серчейюская; 31 - Северо-Мишванская; 32 - Восточно-Пашшорская; 33 - Восточно-Грубершорская; 34 - Южно-Харьягинская; 35 - Костюкская; 36 - Эверинецкая; 37 - Лекьюская; 38 - Северо-Кожвинская; 39 - Сигавайская; 40 - Западно-Керкавожская; 41 - Искавожская; 42 - Южно-Льжская; 43 - Северо-Кожвинская; 44 - В-3; 45 - Калининградская; 46 - Морская-3; 47 - Печороморская-2; 48 - Восточно-Колгуевская; 49 - Разломная; 50 - Печороморская-1; 51 - Северо-Поморская; 52 - Приколгуевская ЛНТ; 53 - Северо-Колоколморская; 54 - Северо-Колвинская; 55 - Поморская-2; 56 - Восточно-Поморская; 57 - 6/н; 58 - Колоколморская; 59 - Кузнечка; 60 - Ходовархинская; 61 - Островная; 62 - 6/н; 63 - 6/н; 64 - Захарьинская; 65 - Среднегубская; 66 - Иевская; 67 - Лопманская; 68 - 6/н; 69 - Рахмановская; 70 - Русская; 71 - 6/н; 72 - Южно-Русская; 73 - 6/н; 74 - Морская; 75 - 6/н; 76 - Западно-Паханческая; 77 - Паханческая; 78 - Соболя; 79 - Шевелевская; 80 - Окинская; 81 - Каменская; 82 - Северо-Пыльмецкая; 83 - Малолебединская; 84 - Западно-Соплеская; 85 - Няриоянская; 86 - Нямурхитская; 87 - Хорейсинская; 88 - Восточно-Хорейсинская; 89 - Пайхарская; 90 - Вангунейхинская; 91 - Южно-Павловская; 92 - Галовская; 93 - Северо-Табороваяхинская; 94 - Табороваяхинская; 95 - Ягельная; 96 - Западно-Янмелейская; 97 - Ошкотынская; 98 - Пернатынская; 99 - Яныашорская; 100 - Мадагашорская; 101 - Лыдушорская; 102 - Сандивейская-III; 103 - Лыдумельская; 104 - Восточно-Веякская; 105 - Нижнемакаринская; 106 - Кымбожьюская.

восточных районов Тимано-Печорской провинции по подошве отложений доманика в сравнении со структурно-тектоническим районированием 1985 г. (под редакцией В.И. Богацкого, В.А. Дедеева., А.Н. Шарданова и др.):

- показано различие разреза поддоманиковых НГК (на западе и северо-западе региона под региональную покрывку тиманско-саргаевского возраста выходят терригенные среднедевонско-дзержские отложения, на востоке и юго-востоке – разновозрастные среднего ордовика-нижнего девона);

- структурно-тектоническое районирование проведено совместно для суши и шельфа Печорского моря;

- тектонические элементы II порядка оконтурены изогипсами.

Печоро-Кожвинский мегавал (350х50 км) по подошве отложений доманика представляет из себя узкую зону, которая моноклинально погружается на восток. Глубина залегания подошвы отложений доманика варьирует в широких пределах - от 790 до 3310 м. С севера на юг в пределах мегавала выделяются кулисорасположенные Лебединский, Мутноматериковый и Лыжско-Кыртаельский валы (рис. 14).

Лебединский вал (120х15-20 км) по подошве отложений доманика оконтурен изогипсой минус 2700 м. Амплитуда вала превышает 1000 м. Самой высокой вершиной вала является Среднешапкинская.

Мутноматериковый вал (140х20-40 км) оконтурен по подошве отложений доманика изогипсой минус 3400 м. Амплитуда вала превышает 1000 м. Самая высокая вершина вала - Мутноматериковая.

Лыжско-Кыртаельский вал (130х25-50 км) оконтурен по подошве отложений доманика изогипсой минус 3200 м. Амплитуда вала не превышает 1000 м. Самой высокой вершиной вала является Южно-Лыжская.

Общим для валов Печоро-Кожвинского мегавала является сходство в морфологии. Их западные крылья более крутые и осложнены разломами, восточные - пологи. По кровле карбонатов «карбона-нижней перми» структура мегавала по сравнению с поддоманиковой характеризуется более сложным строением и значительной расчлененностью [55].

Денисовская структурная зона (400х60-90 км), расположенная в центральной части авлакогена, характеризуется обращенными структурными формами. По подошве отложений доманика зона представлена чередованием положительных и отрицательных структур II порядка. По кровле карбонатов «карбона-нижней перми» Денисовская структурная зона приобретает выраженный характер прогиба. В пределах Денисовской структурной зоны по подошве отложений доманика выделены Колоколморский, Шапкина-Юрьяхинский, Денисовский, Лодминско-Командиршорский валы, Печороморское, Носовое поднятия, Восточно-Колгуевская, Усть-Печорская депрессии и Зверинецкая перемычка.

Колоколморский вал (160х10 км) прослеживается в акватории Печорского моря и на суше в северо-западной части Денисовской структурной зоны. Вал выделен по геофизическим данным и по подошве отложений доманика оконтурен изогипсой минус 3700 м. Амплитуды вала по подошве отложений доманика и кровле карбонатов «карбона-нижней перми» совпадают (~100 м). По поверхности фундамента вала соответствуют Северо-Колоколморский и Южно-Колоколморский структурные мысы. По современным представлениям Колоколморский вал является продолжением Шапкина-Юрьяхинского, расположенного на суше [55].

Шапкина-Юрьяхинский вал (180х10-20 км) располагается в западной части Денисовской структурной зоны. Вал представляет собой ассиметричную структуру с крутым западным бортом, осложненным взбросом, и пологим восточным. Амплитуда вала по подошве отложений доманика – 700-900 м. По подошве отложений доманика вал оконтурен изогипсой минус 4500 м. По поверхности фундамента наблюдается принципиально иной структурный план. На севере вала в плане отвечает западная часть крупной Усть-Печорской котловины фундамента, на юге – одноименная синклиналь [11]. Несоответствие структурных планов свидетельствует об инверсионной природе Шапкина-Юрьяхинского вала.

Печороморское поднятие (100х80 км) выделено на шельфе в самой северной части Печоро-Колвинского авлакогена. Поднятие условно оконтурено по подошве отложений доманика изогипсой минус 4000 м. Амплитуда вала – 100-300 м.

Восточно-Колгуевская депрессия (120х30-70 км) на севере в акватории граничит с Печороморским поднятием, на юге в пределах суши - с Носовым. Амплитуда погружения депрессии составляет 300-400 м. По поверхности фундамента Восточно-Колгуевской депрессии соответствует одноименная котловина.

Носовое поднятие (110х40-60 км) оконтурено по подошве отложений доманика изогипсой минус 4000 м. Амплитуда поднятия составляет почти 200 м. По поверхности фундамента Носовому поднятию соответствует одноименная структура. Фундамент в пределах Носового поднятия приподнят до глубин 4500-4000 м.

Усть-Печорская депрессия (80х50 км) на севере граничит с Носовым поднятием, на юге – с Денисовским и Лодминско-Командиршорским валами. По подошве отложений доманика субширотная депрессия оконтурена отметкой - 4400 м. Амплитуда погружения депрессии - 100 м. По поверхности фундамента Усть-Печорской депрессии соответствует одноименная котловина, в пределах которой фундамент погружен до 6500-7000 м.

Денисовский вал (140х20-40 км) намечен по материалам двух региональных сейсмопрофилей МОГТ 2D – 15-РС и 16-РС. Вал оконтурен изогипсой минус 5300 м. Амплитуда вала 200 м. По поверхности фундамента валу соответствует одноименная структура амплитудой 300-350 м. По кровле карбонатов «карбона-нижней перми» Денисовскому валу соответствует Тибейвисская депрессия.

Лодминско-Командиршорский вал (220х30-50 км) по подошве отложений доманика оконтурен изогипсой минус 4800 м. Амплитуда вала в среднем составляет 300-400 м. По подошве отложений доманика и кровле

карбонатов «карбона-нижней перми» вал осложнен локальными структурами – Лаявожской, Южно-Лаявожской и другими. По подошве отложений доманика гипсометрически наиболее приподнятые Командиршорская и Мишваньская структуры, являются унаследованными и соответствуют в плане поднятию фундамента [11]. По поверхности фундамента валу соответствует одноименная структура.

Зверинецкая перемычка (100х20 км) отделяет структуры Печоро-Кожвинского мегавала и Денисовской структурной зоны от Предуральского прогиба. Глубина погружения подошвы отложений доманика составляет 4600-4800 м.

Колвинский мегавал (340х30-40 км), прослеживающийся в северо-западном направлении, расположен в восточной части авлакогена. Мегавал ассиметричен на всем своем протяжении. В пределах Колвинского мегавала по подошве отложений доманика выделяются структуры II порядка - Ярейюский, Инзырейский, Харьягинский, Возейский, Усинский, Леккерский валы и разделяющие их перемычки. На севере в акваториальной части Колвинский мегавал как положительная структура пропадает.

Ярейюский вал (100х30 км) по подошве отложений доманика оконтурен изогипсой минус 4200 м. Амплитуда вала составляет 200 м. По кровле карбонатов «карбона-нижней перми» амплитуда увеличивается до 600 м. Западное крыло вала осложнено нарушением и имеет более крутой угол падения, чем восточное [11]. По поверхности фундамента валу отвечает Хыльчаюский грабен, в центральной части которого фундамент погружен до 7000 м.

Инзырейский вал (60х30 км) по подошве отложений доманика оконтурен изогипсой минус 4300 м. Амплитуда составляет 300 м. По поверхности фундамента валу соответствует одноименный купол, в пределах которого фундамент приподнят до 6000 м.

Харьягинский вал (70х20 км) оконтурен по подошве отложений доманика изогипсой минус 3800 м. Амплитуда вала достигает 400 м, по

кровле карбонатов «карбона-нижней перми» - до 800 м. Вал имеет ассиметричное строение. Его восточное крыло круче западного и осложнено разломом [11]. По поверхности фундамента Харьягинскому валу соответствует одноименная синклиналь. Фундамент в наиболее погруженной части синклинали зафиксирован на глубинах 8000-8500 м.

Возейский вал (60x20 км) по подошве отложений доманика оконтурен изогипсой минус 3300 м. Амплитуда вала составляет 400 м. Вверх по разрезу структура вала выполаживается и по кровле карбонатов «карбона-нижней перми» амплитуда уменьшается до 200 м. Северная и центральная части вала соответствуют Возейской перемычке, выделенной по поверхности фундамента и ограниченной широтными дизъюнктивными нарушениями. Поверхность фундамента в пределах перемычки залегает на глубинах 3400-4100 м и является наиболее приподнятой частью в Колвинской системе приразломных дислокаций. Южная часть Возейского вала расположена над северной областью Усинской синклинали, в которой фундамент погружен до 6000-6500 м.

Усинский вал (40x10 км) по подошве отложений доманика оконтурен изогипсой минус 3200 м. Амплитуда вала составляет 200 м. По кровле карбонатов «карбона-нижней перми» амплитуда вала увеличивается до 500-600 м. По поверхности фундамента валу отвечает центральная часть одноименной синклинали, в которой фундамент погружен до 8000 м.

Леккерский вал (40x20 км) по подошве отложений доманика оконтурен изогипсой минус 3800 м. Амплитуда вала составляет 300 м. По поверхности фундамента валу отвечает южная часть Усинской синклинали, в пределах которой фундамент зафиксирован на глубинах 6000-7000 м.

В пределах юго-восточного и южного обрамления Печоро-Колвинского авлакогена по подошве отложений доманика выделены малоизученные перспективные на УВ сырье структуры II порядка. На гряде Чернышева - Шарью-Заостренский и Яньюский блоки; в Большесынинской впадине – Нитчемью-Сынинский мыс и Вяткинская депрессия.

Шарью-Заостренный блок (80х40 км) характеризуется погружением подошвы отложений доманика на глубину 3200-4800 м на юго-западе и северо-востоке. Фундамент находится на глубинах 4500-7000 м. Для блока свойственна складчато-надвиговая структура.

Яньюский блок (150х20 км), расположенный в южной оконечности гряды Чернышева, наименее изучен в регионе. Глубина подошвы отложений доманика – 3800-5000 км. Фундамент в блоке погружен на глубины 6000-8000 м. Блок характеризуется складчато-надвиговым строением.

Нитчемью-Сынинский мыс (120х40 км) по подошве отложений доманика оконтурен изогипсой минус 4900 м. Условная амплитуда мыса – 500-600 м. Глубина погружения фундамента составляет 5500-6000 км.

Вяткинская депрессия по подошве отложений доманика располагается на глубине минус 5000 м. Фундамент в пределах депрессии погружен на глубину более 8000 м.

В настоящее время большое значение для практики геологоразведочных работ на нефть и газ приобретают зоны сочленения структур различного генезиса и мобильности [14, 43, 45, 95]. Зоны сочленения структур различного генезиса и мобильности характеризуются значительным стратиграфическим этажом нефтегазоносности осадочного чехла, широким спектром типов ловушек УВ и коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Подобные структуры содержат информацию о геологическом строении и нефтегазоносности одновременно двух тектонических элементах одного порядка, которые они сочленяют.

В основе геологических моделей зон сочленения Печоро-Колвинского авлакогена с обрамляющими структурами лежит идея о том, что Чаркаю-Пылевецкий и Илыч-Чикшинский разломы, образующие Припечорскую систему, Восточно-Колвинский, Западно-Колвинский, Шапкина-Юрьяхинский и другие являются листрическими, и соединяются друг с другом на глубине 35,0-45,0 км [14, 59, 65, 68]. Особенности распространения листрических разломов удалось установить только в конце

восьмидесятых годов прошлого столетия, используя новые сейсмические методы исследования земной коры.

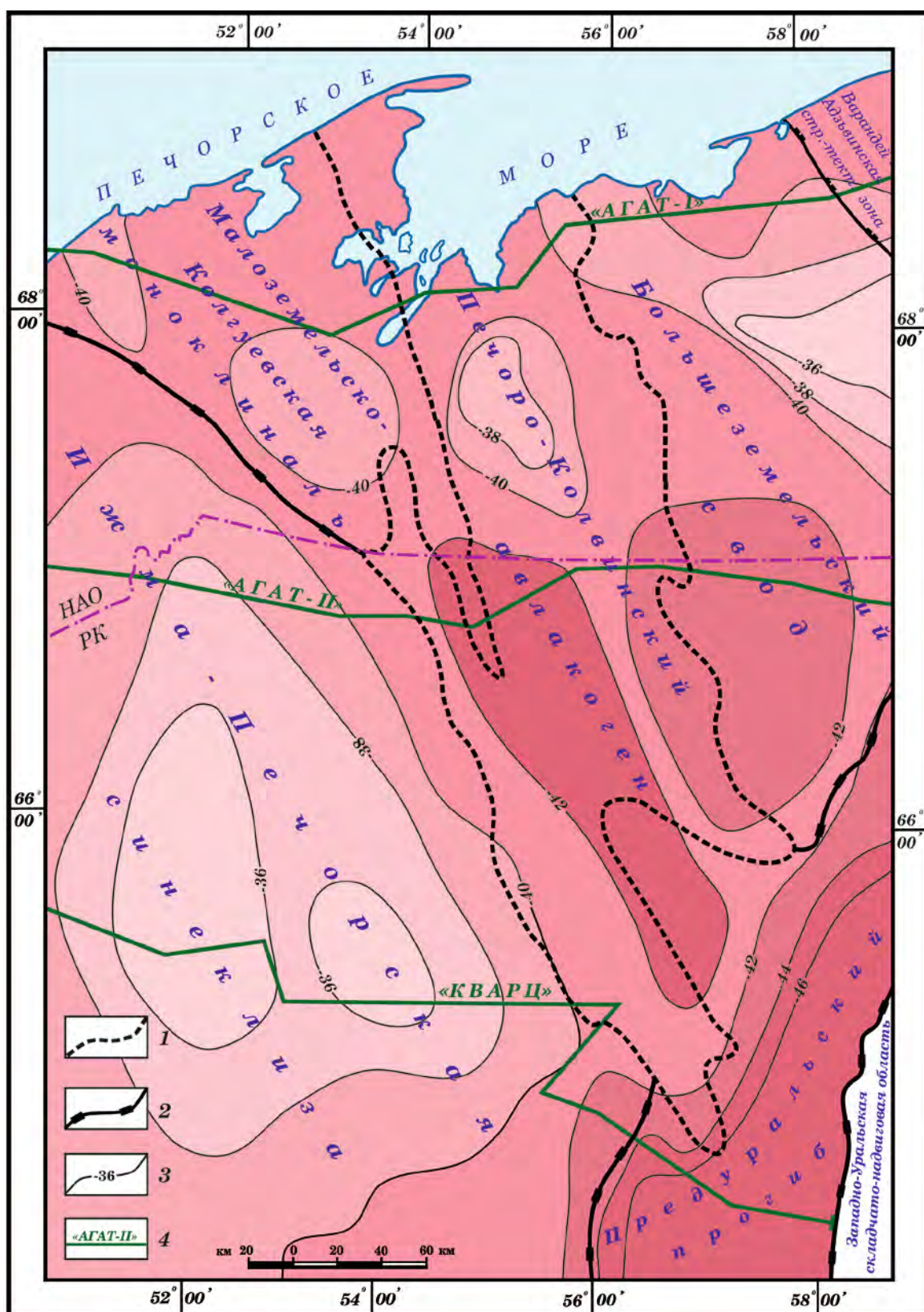
Под листрическими понимаются разломы, выполаживающиеся с глубиной вследствие изменения по вертикали реологических свойств земной коры и соединяющиеся друг с другом. Листрическая морфология разломов определяется в Тимано-Печорской провинции по ряду сейсмопрофилей ГСЗ-КМПВ («Агат-I», «Агат-II», «Кварц» и др.) (рис. 16), характеристика сейсмопрофилей приведена в главе 1.

По региональному широтному сейсмопрофилю Белое море - Воркута ГСЗ-КМПВ «Агат-II», проходящему в средней части Печоро-Колвинского авлакогена с глубиной исследования интервала разреза до 35,0-45,0 км, установлено, что эти разломы выполаживаются с глубиной (рис. 17). На данном профиле зафиксировано, что структура Печоро-Колвинского авлакогена не имеет непосредственного отражения в нижней части коры на глубине 35,0-45,0 км. На этих глубинах прослеживаются протяженные субгоризонтальные отражающие горизонты [11].

Причиной возникновения листрических разломов являются, по представлениям ряда исследователей, процессы растяжения. Вблизи поверхности эти разломы представляют собой нормальные сбросы, которые ограничивают Печоро-Колвинский авлакоген. При этом сбросы проникают до поверхности Мохо (35-45 км) и могут служить каналами поступления вулканического материала. Подобный механизм формирования листрических разломов возможен, кроме Тимано-Печорской провинции, и для многих других нефтегазоносных регионов Восточно-Европейской платформы (Прикаспийская впадина, Припятский прогиб), Западной и Восточной Сибири [4].

Согласно представлениям Р.Е. Айзберга и Р.Г. Гарецкого иерархия листрических разломов определяется глубиной их субгоризонтальных частей в тектоносферу [23]. По данному признаку разломы Восточно-Европейской платформы, Западной и Восточной Сибири относятся к нижнекоровому типу. Нижнекоровые листрические разломы раскалывают нижнюю, верхнюю кору

Рис. 16. Схема рельефа поверхности Мохоровичича
Тимано-Печорской плиты
(по С.Л. Костюченко, 1996) [12]



1 - 2 - современные границы: 1 - Печоро-Колвинского авлакогена; 2 - других тектонических элементов; 3 - изогипсы поверхности Мохоровичича, км; 4 - сейсмопрофили ГСЗ и их наименование

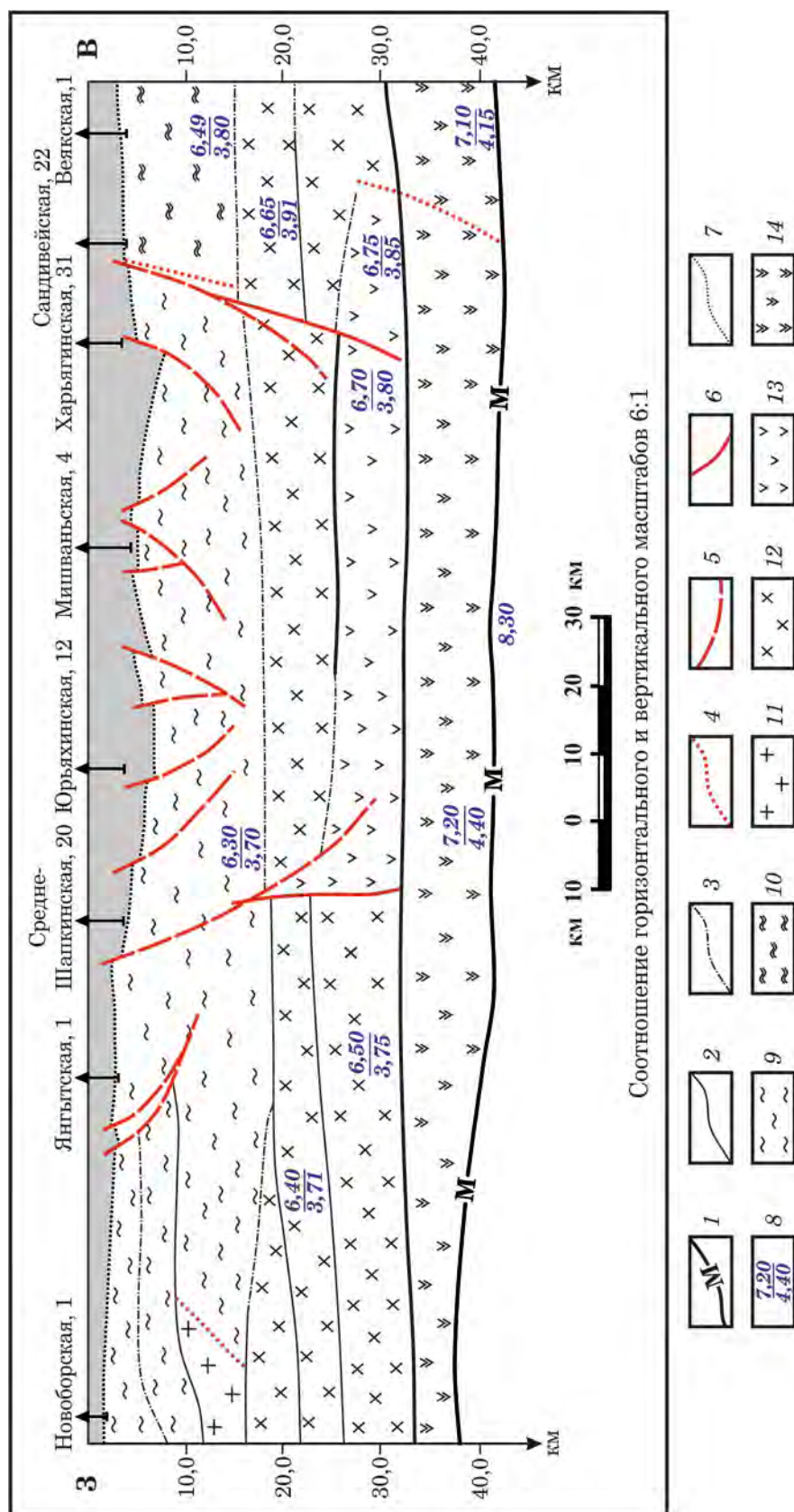


Рис. 17 Фрагмент профиля ГСЗ «Агат-П», показывающий глубинное строение Печоро-Колвинского авлакогена (по Н.И. Тимонину, 1998) [68]

1-3 - сейсмические границы, построенные: 1 - по двум и более типам волн (М - граница Мохоровичича), 2 - монотипному волновому полю, 3 - обменным волнам; 4 - границы блоков с различными скоростями; 5-6 - разломы; 5 - листрические, 6 - без типизации; 7 - несогласие в подошве платформенного чехла; 8 - значения скоростей, км/с (в числителе - продольных, в знаменателе - поперечных волн); 9-14 - структурно-вещественные комплексы: 9 - верхнепротерозойский зелено-сланцевый, 10 - верхнепротерозойский зеленосланцево-эпидот-амфиболовый, 11 - гранито-гнейсовый, 12 - диорито-гнейсовый, 13 - гранулит-метабазитовый, 14 - метабазитовый.

Местоположение профиля ГСЗ «Агат-П» см. на рис. 16

и осадочный чехол. При процессах растяжения или сжатия по субгоризонтальным поверхностям нижнекоровых литрических разломов происходили разнонаправленные движения. При изменении геотектонических режимов недр сбросы крутых ветвей разломов могли трансформироваться во взбросы и надвиги. По представлениям ряда исследователей сбросы литрического генезиса, взбросы и надвиги могут «соединяться (или даже совпадать!) в тех зонах, где произошли изменения в геотектоническом режиме» [4, 23].

На севере в акватории Печорского моря авлакоген сочленяется с Северо-Печороморской моноклиной, северо-западе - Малоземельско-Колгуевской моноклиной, западе - Ижма-Печорской синеклизой (рис. 14). На северо-востоке и востоке авлакоген граничит с Большеземельско-Печороморской антеклизой, в состав которой входят элементы I порядка - Русская моноклинал и Морская седловина (шельф), Большеземельский свод (шельф, суша). В Русской моноклинали выделяются структуры II порядка - Западно-Русский вал и Рахмановская ступень; Большеземельском своде - Нямюрхитское, Сандивейское поднятия, вал Требса-Титова и Макариха-Салюкинский, а также разделяющие их перемычки. На юго-востоке и юге Печоро-Колвинский авлакоген обрамлен структурами I порядка Предуральского прогиба - грядой Чернышева (Хоседаюский, Шарью-Заостренский, Яньюский блоки); Большесынинской (Нитчемью-Сынинский мыс, Вяткинская депрессия); Верхнепечорской впадиной и Среднепечорским поперечным поднятием.

Зона сочленения Печоро-Колвинского авлакогена с Малоземельско-Колгуевской моноклиной и Ижма-Печорской синеклизой фиксируется ступенчатым погружением фундамента в сторону Урала. Северная, центральная, южная части Ижма-Печорской зоны сочленения отличаются различной степенью раздробленности фундамента [14].

На востоке Печоро-Колвинский авлакоген по Восточно-Колвинскому разлому сочленяется с Большеземельским палеосводом (Хорейверской

впадиной - по верхним горизонтам осадочного чехла), выделенным Ю.К. Шафиевым [79, 80]. Зона сочленения характеризуется изменчивостью мощностей карбонатного среднеордовикско-нижнедевонского НГК. В северном сегменте мощность карбонатного среднеордовикско-нижнедевонского НГК изменяется от 1,5 км до 1,8 км; в центральном – от 1,0 км до 3,0 км; в южном – от 1,2 до 2,5 км [14]. Для всех сегментов Печоро-Колвинского авлакогена характерно инверсионное строение, т.е. наличие «навешенных» структур над осью прогиба в фундаменте. Стиль строения зоны сочленения Печоро-Колвинского авлакогена с Большеземельским сводом принципиально отличается от строения зоны контакта на западном борту авлакогена, где во всех сегментах контакт выражен ступенью значительной амплитуды. На западе отчетливо видна раздробленность ступеней и погружение фундамента в сторону Предуральского прогиба.

На юго-востоке Печоро-Колвинский авлакоген сочленяется с грядой Чернышева Предуральского прогиба. Гряда Чернышева (400х10-20 км) вытянута в северо-восточном направлении, имеет дугообразную форму и представляет собой сложно построенную надвиговую структуру [67]. Продольными дугообразными дизъюнктивными нарушениями гряда разделена на кулисообразные дизъюнктивные блоки - Тальбейский, Шарью-Заостренский, Яньюский, Хоседаюский вал и Адзьявадомскую депрессию. По плоскостям смесителей разрывных нарушений типа пологих надвигов отложения ордовика-силура в зоне сочленения Печоро-Колвинского авлакогена с грядой Чернышева выведены на дневную поверхность.

Зона сочленения Печоро-Колвинского авлакогена с Большесынинской впадиной Предуральского прогиба, имеющая на севере форму клина, контролируется глубинными разломами [55]. На востоке впадина граничит с южной частью гряды Чернышева, на юге – с Западно-Уральской складчато-надвиговой областью. В пределах впадины непосредственно на границе с авлакогеном выделена структура II порядка - Нитчемью-Сынинский мыс, южнее которого расположена Вяткинская депрессия. Структуры

характеризуются повышенными мощностями нижнепалеозойских отложений (1,0-2,5 км). Амплитуда сбросов здесь достигает нескольких километров. Для зон сочленения характерно отличие разрезов поддоманиковых отложений в западных и северо-восточных районах. На территории, прилегающей к Подчерем-Переборскому разлому, развиты терригенные отложения среднего девона - франа (наиболее широко распространены образования джьерского возраста). На северо-востоке по региональному сейсмопрофилю МОГТ 2D 7-РС установлено налегание тиманско-саргаевских отложений непосредственно на карбонатные среднеордовикско-нижнедевонские.

Зона сочленения Печоро-Колвинского авлакогена со Среднепечорским поперечным поднятием Предуральского прогиба представлена Худоель-Войской, Аранец-Переборской антиклинальными зонами и Даниловской депрессией [55]. Среднепечорское поперечное поднятие размещается на палеопродолжении по фундаменту и нижним горизонтам осадочного чехла структур Печоро-Кожвинского мегавала в Предуральский прогиб. Поднятие является оригинальной структурой и представляет собой седловину, которая отделяет Большесынинскую впадину от Верхнепечорской (рис. 18).

Тектоническая природа Среднепечорского поперечного поднятия, впервые выделенного в 1965 г. Н.Д. Матвиевской и В.С. Журавлевым, неоднозначна и двойственна [3, 13, 30]. Эта неоднозначность состоит в следующем. На позднепалеозойском этапе развития Среднепечорское поперечное поднятие представляло собой рифтогенный палеопрогиб (грабен). После начавшейся в среднегерцинский этап тектогенеза (визейский век) инверсии палеопрогиб стал представлять собой структуру Предуральского прогиба. Это подтверждают повышенные мощности пермских отложений, связанные с вовлечением структуры в прогибание. О близости поднятия к структурам Урала свидетельствует развитие в его пределах не только предпермских деформаций, как в пределах Печоро-Кожвинского мегавала, но и поздне триасовых горизонтальных напряжений – Уральских. Согласно данной версии Среднепечорское поперечное поднятие может

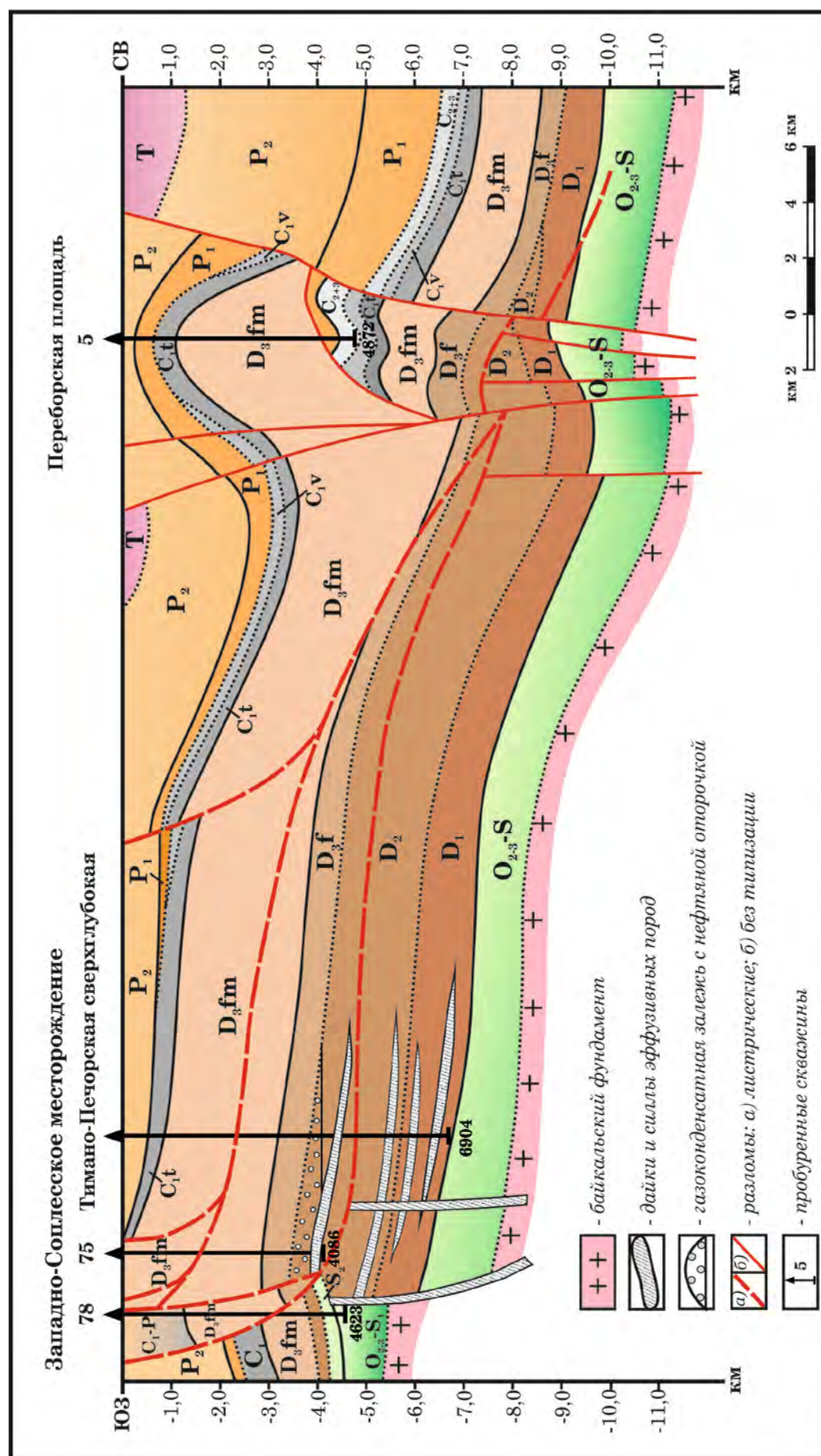


Рис. 18 Геологический разрез Среднепечорского поперечного поднятия
по В.И. Богацкому [13] с дополнениями и изменениями

рассматриваться в качестве зоны сочленения на юго-востоке Печоро-Кожвинского мегавала с западным склоном Урала.

Сочленение Печоро-Колвинского авлакогена со Среднепечорским поперечным поднятием осложнено системой разломов (Подчерем-Каменская, Печорогородско-Переборская) доордовикского заложения юго-восточного простирания [13]. Эти разломы относятся к листрическому типу, трансформированному впоследствии во взбросовый (рис. 18).

Поверхности срывов по разломам имеют встречные падения. В зоне сочленения открыты месторождения УВ - Югидское, Северо-Югидское, Печорогородское, Западно-Печорогородское, Аранецкое, Худоельское и другие. Южнее, на широте Вуктыльского месторождения в пределах Среднепечорского поперечного поднятия пробурена параметрическая скважина Верхняя Сочь, 1. Глубина подошвы аллохтона в скважине составляет 3775 м. Возраст подошвы аллохтона – силур. Глубина забоя скважины – 5700 м. Возраст отложений на забое скважины – нижний карбон. В результате бурения параметрической скважины Верхняя Сочь, 1 подтверждено шарьяжное строение и выявлены признаки нефтегазоносности как аллохтонной, так и автохтонной частей осадочного чехла Среднепечорского поперечного поднятия.

Кроме листрических разломов меридионального простирания в регионе широко развиты коровые деформации сдвигового генезиса, ориентированные в субширотном направлении (рис. 14). Планетарные, региональные проявления сдвиговых деформаций в литосфере Земли отражены в многочисленных публикациях В.Е. Хаина [73, 74], И.С. Воронова [22], И.С. Грамберга, О.И. Супруненко [27] и других исследователей. Деформации сдвигового типа подтверждены результатами сейсморазведочных работ и бурения в Тимано-Печорской и Волго-Уральской провинциях, в Западной и Восточной Сибири и геологической съемкой на Урале [25, 46, 69, 70, 85, 86]. Время проявления сдвиговых деформаций в пределах Тимано-Печорской провинции трактуется по-разному - от вендско-раннепалеозойского до

кайнозойского. Основным фактором формирования оригинальных, нетрадиционных объектов, перспективных на УВ-сырье, в пределах сдвиговых деформаций является, по мнению большинства исследователей, их аномально высокая, отличная от включающего его НГК, энергетика [22, 27, 50, 56].

Н.В. Шаблинская возраст заложения сдвиговых деформаций определяет кайнозойской эрой. Подтверждением этому является то, что сдвиги могут быть выделены только по геоморфологическим данным. При этом считается, что сдвиги в геофизических полях не выражены [77]. По мнению В.И. Башилова образование сдвигов произошло после консолидации фундамента, а наиболее вероятный возраст их проявления – позднерифейский [8]. А.И. Тимурзиев по результатам палеотектонических реконструкций предположил, что независимо от возраста основания, горизонтальные сдвиги фундамента являются деформациями новейшего тектонического этапа развития осадочных бассейнов [69, 113]. В данной работе принята точка зрения, согласно которой сдвиговые деформации заложились в вендский период – раннепалеозойскую эру [46].

В пределах Восточно-Европейской платформы сдвиги установлены по вторичным деформациям магнитных аномалий, аномалиям поля силы тяжести в Камско-Бельском, Пачелмском, Доно-Медведицком авлакогенах [21]. Однако, некоторые исследователи выдвинули версию, о том, что сдвиговые деформации, обладающие высокой энергетикой, на определенных этапах тектонического развития, могут являться не только созидющим фактором в формировании залежей УВ, но и способствовать их разрушению [27, 57]. Механизм образования сдвиговых деформаций - растяжение земной коры и планетарный фактор. Развитые в палеорифтовых структурах сдвиги отнесены к типу трансформных [65].

В.В. Юдиным описаны сдвиговые деформации при специальном изучении морфологии западного склона Северного Урала в бассейнах рек Уньи, Печоры и Илыча [85]. Сдвиги имеют согласное со складчатыми

структурами, в основном, субмеридиональное простираие. Субмеридиональные сдвиги на Урале обычно пространственно связаны с зонами надвигов. Правосторонние сдвиги закартированы на реке Илыч в 7 км выше устья реки Ичет-Ляки. Здесь наблюдаются зеркала скольжения и мелкие складки с субвертикально расположенными шарнирами. Геологические тела и структуры, по которым можно установить горизонтальную амплитуду сдвигов (фациальные зоны, зоны большого градиента мощностей, тектонические зоны, разрывные и складчатые структуры, структуры рельефа) на Северном Урале имеют хорошо выдержанное субмеридиональное простираие. Однако, данных по амплитудам сдвигов получено не было из-за сложности рельефа [85, 86].

Таким образом, в результате проведенного анализа тектонической позиции Печоро-Колвинского авлакогена в структуре фундамента и осадочного чехла Тимано-Печорской плиты установлено следующее.

1. Современный структурный план мобильного Печоро-Колвинского авлакогена определен его нахождением между стабильными структурами - Малоземельско-Колгуевской, Ижма-Печорской - на западе и Хорейверской (Большеземельской) - на востоке.

2. Уточнено структурно-тектоническое районирование по основному опорному горизонту – подошве отложений доманика масштаба 1:1000000.

3. Несоответствие выделенных в работе по подошве отложений доманика элементов тектонического районирования I, II порядков отдельным структурам в фундаменте и в кровле карбонатов «карбона – нижней перми», закартированным ранее другими авторами является одной из главных особенностей геологического строения региона.

4. Глубинные листрические разломы Припечорской системы (Чаркаю-Пылевецкий, Илыч-Чикшинский), Западно- и Восточно-Колвинские, Шапкина-Юрьяхинский и другие контролируют положение мегавалов и валов авлакогена.

5. Субширотные правосторонние сдвиги значительно усложняют струк-

туру авлакогена в фундаменте и в нижних горизонтах осадочного чехла.

6. Строение зон сочленения Печоро-Колвинского авлакогена с его обрамлением на западе и востоке принципиально отличаются. На западе ступени раздроблены и погружаются на восток к Предуральскому прогибу. На востоке сочленение выражено ступенью значительной амплитуды. Для зон сочленения характерно инверсионное строение.

2.2. Нефтегазоносные комплексы

Под термином «нефтегазоносный комплекс», впервые предложенным А.А. Бакировым в 1959 г., понимается «ассоциация близких по строению пластов и продуктивных горизонтов (группы пластов), имеющих региональное распространение и перекрытых региональной покрывкой» [6]. Впервые критерии выделения НГК и их классификация для Тимано-Печорской провинции были изложены в монографии А.Я. Кремса, Б.Я. Вассермана, Н.Д. Матвиевской [37].

В поддоманиковых отложениях Печоро-Колвинского авлакогена и прилегающих районов по особенностям строения, распространения, характеру нефте- и газонасыщения, физико-химическим свойствам и составу нефтей, газов, гидрогеологическим условиям и развитию региональной надежной тиманско-саргаевской покрывки выделяются два НГК – карбонатный среднего ордовика-нижнего девона и терригенный среднего девона-франского яруса.

Отложения среднеордовикско-нижнедевонского НГК накапливались в течение единого крупного цикла седиментации, который начинался трансгрессивными образованиями среднего ордовика и заканчивался регрессивными раннего девона. Полный разрез отложений среднего ордовика – нижнего девона вскрыт скважинами в Хорейверской впадине на Баганской, Веянской, Сандивейской, Восточно-Сандивейской площадях. Контакты с подстилающими толщами фундамента, а также с перекрывающими терригенными среднедевонско-франскими - эрозионно-трансгрессивные со стратиграфическим несогласием [1, 66].

Карбонатный среднеордовикско-нижнедевонский НГК представлен отложениями среднего, верхнего ордовика, нижнего, верхнего силура, нижнего девона. Кровля НГК залегает на абсолютных отметках 3100-5200 м. Мощность НГК изменяется от 0 м в центральных районах Ижма-Печорской синеклизы до 4500 м на Колвинском мегавале.

Отложения *среднего ордовика*, накапливавшиеся в условиях трансгрессии морского бассейна, представлены в объеме *маломакарихинской свиты* карадокского яруса. Маломакарихинская свита сложена седиментационными и вторичными доломитами, реже известняками, аргиллитами, сероцветными песчаниками. По данным сейсморазведочных и буровых работ отложения среднего ордовика отсутствуют на севере Печоро-Колвинского авлакогена в пределах Носовой и Западно-Хыльчуйской площадей.

Отложения *верхнего ордовика*, накапливавшиеся в обстановке регрессии морского бассейна, представлены в объеме ашгиллского яруса. В его составе выделяются усть-зыбский, малотавротинский и салюкинский горизонты. Усть-зыбскому горизонту отвечает баганская свита, малотавротинскому – мукерская и хорейверская свиты, салюкинскому – одноименная.

Баганская свита сложена серыми известняками и вторичными серо-коричневыми доломитами. Мощность свиты 60-160 м. В подошве баганской свиты **прослеживается ОГ V ($O_1-O_2?$)** (табл. 17). *Мукерская свита* представлена сероцветными седиментационными и вторичными доломитами, сульфатами. Мощность свиты – 55-140 м. *Хорейверская свита* складывается тонким переслаиванием сероцветных доломитов, гипса, ангидрита, аргиллитов с песчано-алевролитовой примесью, редкими пачками вторичных доломитов. Мощность свиты 20-60 м. *Салюкинская свита* представлена вторичными доломитами мощностью до 20 м. На севере Печоро-Колвинского авлакогена по данным сейсморазведочных и буровых работ отложения верхнего ордовика отсутствуют.

Таблица 17

**Стратиграфическая привязка и характеристика основных
сейсмических отражающих горизонтов (ОГ) Тимано-Печорской
нефтегазоносной провинции [105]**

№ п/п	Индекс ОГ	Страти- графическая привязка ОГ	Краткая характеристика интервала формирования ОГ
1	Б	T-J	ОГ приурочен к границе размыва и раздела триасовых и юрских отложений.
2	A ₁₁	T ₁ cb	Отражающий горизонт вблизи кровли чаркабожской свиты нижнего триаса.
3	A-I	P ₂ -T ₁	Отражение формируется вблизи размытой поверхности верхнепермских отложений на контакте базальных песчаников чаркабожской свиты и глинистых пород, слагающих верхнюю часть верхнепермских осадков, коррелировалось по положительному экстремуму. Характеризуется средней динамической выразительностью и интенсивностью.
4	I ₁	P ₁ ar	Отражение связано с кровлей артинских отложений, опознается по максимуму.
5	Ia	P ₁ a+s - C ₃	Отражение формируется в кровле известняков нижнепермско-верхнекаменноугольного возраста. Коррелируется по положительному импульсу. Динамически интенсивная и выразительная волна. Ослабление интенсивности и прослеживаемости связано с участками образования биогерм.
6	II _{s-v}	C ₁ s	Формируется на границе серпуховских и визейских отложений, опознается по максимуму.
7	II _v	C ₁ v	Отражение формируется в низах терригенных отложений визейского яруса нижнего карбона. Коррелируется по максимуму.
8	III ₃	D ₃ fm	Положительное отражение формируется в отложениях фаменского яруса верхнего девона. Отражение средне- и слабоинтенсивное.
9	III _{fm1}	D ₃ fm ₁	Отражение приурочено к кровле нижнефаменских отложений, опознается по минимуму.
10	III ₃	D ₃ f	Отражение приурочено к кровле карбонатов франского яруса верхнего девона. Коррелируется по положительной фазе. Отражение средне- и слабоинтенсивное.

№ п/п	Индекс ОГ	Страти- графическая привязка ОГ	Краткая характеристика интервала формирования ОГ
11	III _d	D _{3dm} , вблизи подошвы	Отражение III _d формируется на границе перехода от высокоскоростных карбо-натных доманиковых пород к более низкоскоростным терригенным отложениям тимано-саргаевского возраста. Коррелируется по отрицательной фазе. Отражение средне- и слабоинтенсивное.
12	III _{2zv}	D _{2zv}	Отражение формируется вблизи кровли джьерского горизонта. Опознается по положительному экстремуму.
13	III ₁	D ₁	Формируется вблизи кровли отложений нижнего девона. Опознается по интенсивному максимуму.
14	III-IV	S-D ₁ ?	Отражение формируется в подошве нижнедевонских карбонатов и кровли разновозрастных отложений верхнего силура (подошва лохковского яруса). Коррелируется по интенсивной, хорошо прослеживаемой по площадям положительной волне. Разрывы в корреляции связаны с многочисленными тектоническими нарушениями (<i>подошва лохковского яруса</i>).
15	V	O ₁₋₂ ?	Плохо прослеживаемый ОГ, вблизи кровли карбонатов нижнего-среднего ордовика (<i>подошва баганской свиты</i>).
16	VI	PR ₂	ОГ связан с поверхностью фундамента. Опознается по низкочастотному интенсивному максимуму.

Отложения *нижнего силура*, накопление которых происходило при резком переходе максимальной регрессии морского бассейна к его трансгрессии, слагают лландоверийский и венлокский ярусы.

Лландоверийскому ярусу отвечает джагальский и филипъельский горизонты. Джагальскому горизонту соответствует *макарихинская свита* мощностью до 330 м. Свита представлена вторичными доломитами с окремнением и сульфатизацией. Объему филипъельского горизонта соответствует *сандивейская свита*. Свита сложена чередованием вторичных и седиментационных доломитов. Мощность свиты – 200-220 м. В разрезе лландоверийского яруса нижнего силура отмечается распространение типов

пород характерных для аккумулятивных фаций шельфовых и рифовых отмелей. Это позволяет совместно с фактами довольно частого фиксирования на временных разрезах аномалий, связываемых с рифогенной природой отложений, выделить рифогенные постройки лlandoверийского возраста в пределах Колвинского мегавала по линии сейсмопрофиля Р-20-93 [96].

Венлокскому ярусу отвечает седельский горизонт, представленный в пределах Печоро-Колвинского авлакогена *веянской свитой*. Отложения сложены микрозернистыми и массивными известняками, доломитами вторичными и седиментационными, пористо-кавернозными, сульфатизированными. Карбонаты содержат незначительную примесь глинисто-алевритового материала. Мощность толщи – до 790 м. В венлокское время продолжался морской режим седиментации. Карбонатные постройки этого периода времени отмечаются в пределах протяженных зон, проходящих субпараллельно Колвинскому мегавалу (сейсмопрофили Р-2-92, Р-3-92, Р-7-90). В волновом поле венлокские карбонатные постройки выражены контрастнее, чем лlandoверийские.

Отложения *верхнего силура*, согласно залегающие на нижнем, накапливались в условиях крупной регрессии морского бассейна, начавшейся в конце венлокского века. Верхний силур представлен в объеме лудловского и пржидольского ярусов частично размытых в пределах Колвинского мегавала. Лудловскому ярусу отвечает *гердьюский горизонт*, представленный одноименной свитой. Отложения сложены мелкозернистыми и органогенно-детритовыми известняками с прослоями вторичных доломитов, мергелей. Мощность гердьюской свиты – до 400 м.

Пржидольский ярус представлен гребенским горизонтом, которому соответствует *пашинская свита*. В пределах Колвинского мегавала и Денисовской структурной зоны свита сложена доломитизированными известняками и вторичными доломитами. В нижней части горизонта вскрыты прослои мергелей и аргиллитов. Мощность горизонта составляет 200-300 м. В конце позднесилурийской эпохи в результате возобновившейся регрессии

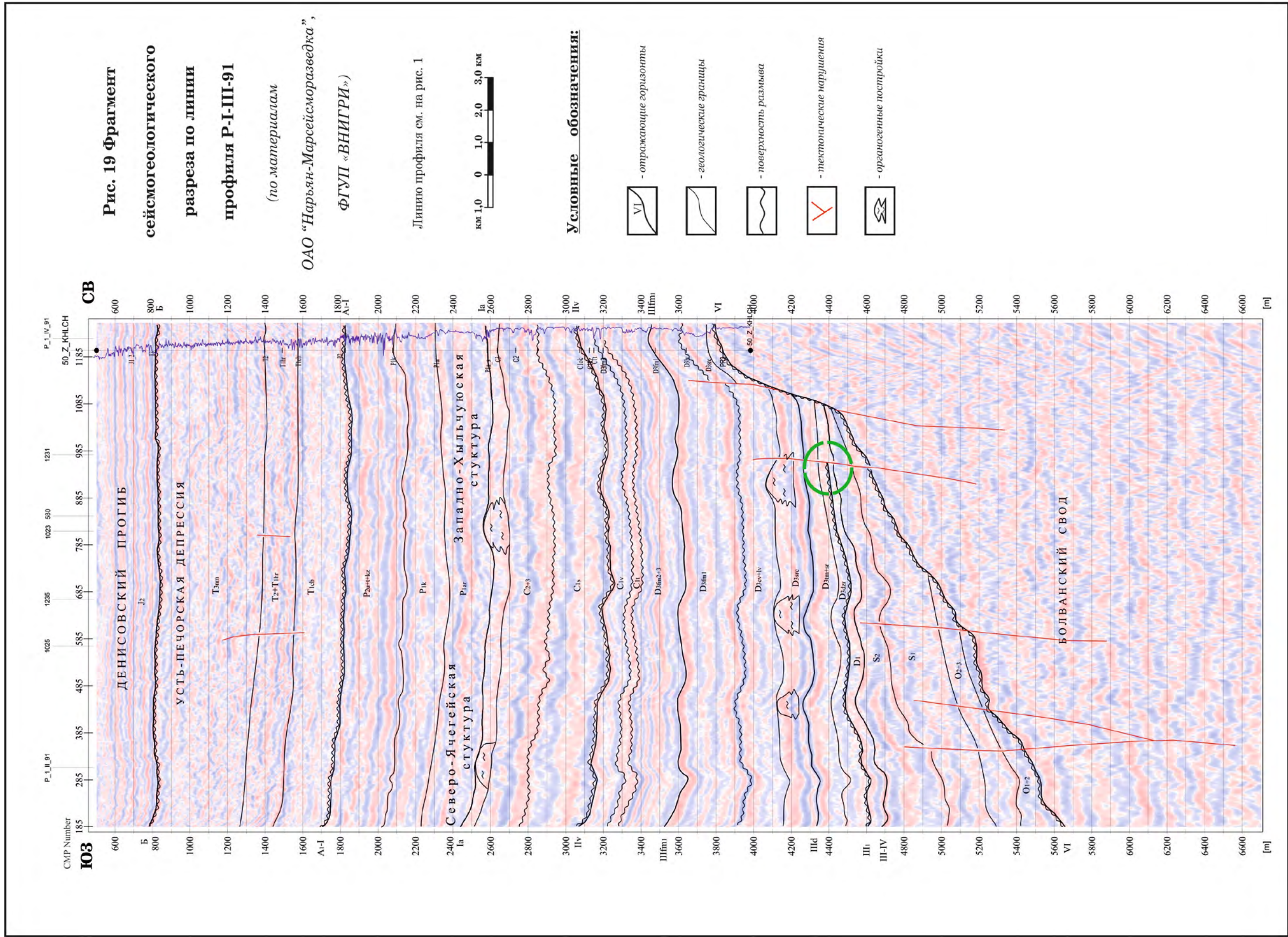
произошло обмеление морского бассейна, и начался размыв ранее накопленных осадков. В результате эрозионных процессов на поверхности силура появились многочисленные выступы, которые могут обладать хорошими ФЕС.

В раннедевонскую эпоху при регрессии морского бассейна накапливались отложения лохковского, пражского и эмского ярусов. Лохковскому ярусу отвечают овинпармский (*кумжинская свита*) и сотчемкыртинский (*ванейвисская свита*) горизонты, представленные мелководно-морскими известняками и доломитами с пачками аргиллитов, алевролитов и песчаников. Карбонатность разреза снижается в западном и северо-западном направлениях. Мощность отложений лохковского яруса составляет 500-700 м.

В Денисовской структурной зоне отмечается стратиграфическое срезание овинпармского горизонта в результате предсреднедевонского размыва отложений. На профиле Р-I-III-91 лохковские отложения непосредственно перекрываются тиманско-саргаевскими (рис. 19). В подошве отложений лохковского яруса нижнего девона, несогласно перекрывающие силурийские, **прослеживается ОГ III-IV (S-D₁?)** (табл. 17). Из-за неравномерного размыва силурийских отложений стратиграфическое положение ОГ III-IV (S-D₁?) значительно меняется по площади.

Пражско-эмская нерасчлененная часть нижнего девона распространена в восточных районах провинции. С конца лохковского века морской бассейн постепенно осушался, превращаясь в область денудации. Отложения представлены терригенными прибрежными и мелководно-морскими - песчаники и алевролиты. Мощность пражско-эмской части разреза в среднем составляет 200-300 м, возрастая в северо-восточном направлении (до 500 м – на шельфе). Вблизи кровли нижнего девона **прослеживается ОГ III₁ (D₁)** (табл. 17).

Формационный облик отложений среднеордовикско-нижнедевонского НГК – терригенно-сульфатно-карбонатный. В составе формации выделяются



три субформации – галогенно-терригенно-карбонатная средне-поздне-ордовикского возраста; известняково-доломитовая силурийского; терригенно-сульфатно-карбонатная раннедевонского [11].

В карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском НГК Печоро-Колвинского авлакогена залежи УВ установлены в нижнем (Западно-Командиршорская-II), верхнем силуре (Леккерская) и в лохковских отложениях нижнего девона (Возейская) (табл. 18). Всего в Тимано-Печорской провинции по состоянию на 01.01.2014 г. в карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском НГК залежи установлены на 48 площадях Печоро-Колвинской, Хорейверской, Варандей-Адзьвинской и Северо-Предуральской НГО (табл. 18). Характеристика ЗНГН по ФЕС коллекторов, начальным дебитам скважин приведена в главе 4.

Терригенный среднедевонско-франский НГК в Печоро-Колвинском авлакогене и в прилегающих районах включает отложения эйфельского, живетского ярусов среднего девона и нижнюю часть франского яруса верхнего девона. Абсолютные отметки залегания НГК составляют 1900-4300 м. Мощность НГК изменяется в широком диапазоне – от 100 до 1000 м.

Эйфельский век (кедровское, омринское, колвинское время) характеризуется наиболее обширной для среднедевонской эпохи трансгрессией морского бассейна. В эйфельский век морские воды проникли в Денисовскую структурную зону и в пределы Колвинского мегавала. Площадь осадконакопления увеличилась в позднеэйфельский век. С северных и северо-западных территорий происходил интенсивный привнос терригенного кварцевого материала. В результате сформировались мощные толщи песчаников и алевролитов с подчиненной ролью аргиллитов. В меньшей степени получили развитие известняки, известковистые аргиллиты и алевролиты. Мощность эйфельских отложений составляет 500-1000 м.

Живетский ярус среднего девона представлен старооскольским надгоризонтом, сложенным песчаниками с подчиненной ролью алевролитов и аргиллитов. Мощность старооскольских отложений - 30-150 м.

**Схема распределения залежей УВ в поддоманиковых НГК
Печоро-Колвинского авлакогена и прилегающих районов**

(согласно Государственному балансу запасов полезных ископаемых РФ по состоянию на 01.01. 2014 г.)

Таблица 18

Нефтегазгеологическое районирование							ПЕ ЧОРО - КОЛВИНСКАЯ НГО																																																																																																
							Кыртаельско-Печорогородский НГР												Шапкина-Юрьянский НГР	Лайско-Лодминский НГР			Ярейский НГР	Харьга-Усинский НГР																																																																															
Тектонические элементы							Печоро-Кожвинский мегавал												Денисовский прогиб						Колвинский мегавал																																																																														
							Лыжско-Кыртаельский вал						Печорогородская ступень						Шапкина-Юрьянский вал		Лайский вал				Ярейский вал	Харьгинский вал					Возейский вал		Усинский вал																																																																						
Возрастная колонка							НГК							Южно-Лыжское	Северо-Кожвинское	Кыртаельское	Южно-Кыртаельское	Северо-Югидское	Югидское	Каменское	Сигаевское	Южно-Лиственничное	Зап.-Печорокожвинское	Печорокожвинское	Зап.-Печорогородское	Печорогородское	Пашиорское	Верхнегубеиорское	Западно-Командириорское II	Верхнелайское	Западно-Командириорское	Командириорское	им. Ю. Росихина	Зап.-Сарутаское	Вост.-Сарутаское	Инзрейское	Лехарьгинское	Харьгинское	Ошское	Южно-Ошское	Возейское	Осокинское	Леккерское	Зап.-Сынатское	Усинское																																																										
Номер на картах							47	49	55	56	57	58	60	46	48	50	51	52	53	41	42	1	2	37	36	30	31	32	34	35	38	39	40	3	43	4	44	45																																																																	
ПАЛЕОЗОЙСКАЯ							Девонская							верхний		франский		сред-	саргаевский	D ₂ -D ₃ f																																																																																			
																		ний	тиманский																																																																																				
																		нижний																														джьерский																																																							
																																																яранский																																																							
																																																средний		D ₂ zv	старооскольский																																																				
							эйфельский	колвинский																																																																																															
								омринский																																																																																															
								кедровский																																																																																															
								бийский																																																																																															
							нижний		койвенский																																																																																														
																																						эмский																																																																	
																																						пражский																																																																	
							Силурий-ская							верхний		O ₂ -D ₁																																																																																							
																																												нижний																																																											
Ордовик-ская							верхний																																																																																																
																																					средний																																																																		
нижний							O ₁																																																																																																
ПРОТЕРОЗОЙСКАЯ																																																																																																							

Условные обозначения:

залежи: ● - нефтяные, ○ - газовые, ⊖ - газонефтяные, ⊕ - нефтегазоконденсатные, ⊕ - газоконденсатные; □ - отсутствие отложений; ▼ - нефтепроявление, ▽ - газопроявление

Продолжение таблицы 18

Нефтегазгеологическое районирование						ХОРЕЙВЕРСКАЯ НГО																								
						Коллависовский НГР																								
Тектонические элементы						Хорейверская впадина																								
						Садаягинская ступень			Центрально-Хорейверский уступ	Сандивейское поднятие																		Макариха-Салюкинская антиклинальная зона	Сыня-нырдская депрессия	Коллависовская ступень
Возрастная колонка		НГК	им. Р. Треба	им. А. Титова	Ямботинское	Восточно-Колвинское	Шорсандивейское	Восточно-Хазинское	Западно-Сандивейское	Восточно-Возейское	Яромусюршорское	Западно-Возейшорское	Возейшорское	Верхневозейское	Западно-Рогозинское	Восточно-Рогозинское	Западно-Вельское	Бадьюское	Верхнехатайское II	Восточно-Возейское	Западно-Хатайское	Западно-Хатайское II	Северо-Баганское	Западно-Баганское	Баганское	Северо-Кэйньюское	Среднемакарихинское	Восточно-Мастерельское	Колвинское	
			5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	23	24	25	26	27	28	61	22			
Номер на картах																														
ПАЛЕОЗОЙСКАЯ	Девонская	верхний	франский	средний	D ₂ -D ₃ f																									
				нижний		саргаевский																								
						тиманский																								
						джьерский																								
		яранский																												
		средний	эйфельский	D ₂ g		старооскольский																								
				колвинский																										
				омринский																										
				кедровский																										
				бийский																										
	нижний			O ₂ -D ₁																										
		эмский																												
		пражский																												
	Ордовикская	лохковский		●	●	●																						●		
		верхний		●	▼	┐																								
		нижний		┐		┐	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
верхний		┐		┐	┐	┐	┐	┐	┐	┐	┐	┐	┐	┐	┐	┐	┐	┐	┐	┐	┐	┐	┐	┐	┐	┐	┐	┐	┐	
Ордовикская	средний		┐		┐																							●	┐	┐
	нижний			┐																								┐		┐
ПРОТЕРОЗОЙСКАЯ																														

[illegible]

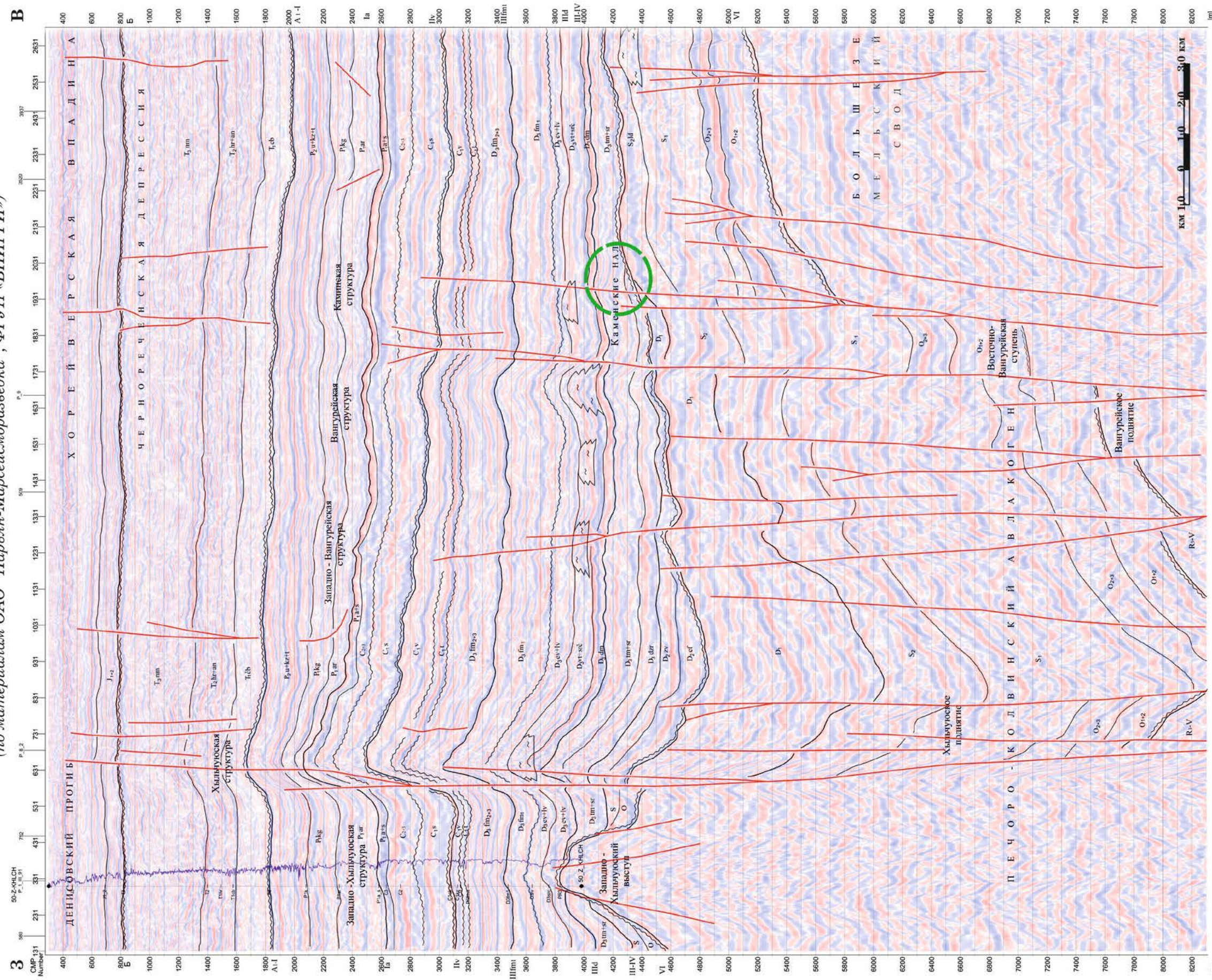
Стратиграфическая полнота и распространение по площади живецких отложений не выдержаны. Данное явление связано с глубоким предтиманским размывом живецких отложений и с многочисленными внутриформационными перерывами. В кровле среднего девона отмечается эрозионный срез, хорошо картируемый на широтных временных разрезах, пересекающих зону сочленения Печоро-Колвинского авлакогена и Большеземельского свода по профилю Р-I-IV-91 (рис. 20).

Отложения нижней части (терригенной) франского яруса верхнего девона накапливались в условиях максимальной регрессии морского бассейна. Нижняя часть франского яруса верхнего девона представлена *яранским, джъерским, тиманским и саргаевским горизонтами*. Нижнефранские отложения характеризуются пестрым литологическим составом и значительными изменениями мощности. В пределах Печоро-Кожвинского мегавала и Шапкина-Юрьяхинского вала яранско-джъерские отложения представлены грубообломочными терригенными породами *ронаельской и среднешапкинской свит* общей мощностью до 700 м. На Колвинском мегавале отложения представлены песчаниками, гравелитами, пестроцветными алевролитами и аргиллитами *хыльчуйской свиты* мощностью до 150 м.

Отложения *джъерского горизонта* (на заполярном Тимане – кумушкинская свита) наиболее широко распространены в Печоро-Колвинском авлакогене в отличие от подстилающих их среднедевонских и яранских. Джъерское время характеризуется активными тектоническими движениями и проявлением вулканизма. Мощность джъерского горизонта, представленного эффузивно-терригенной толщей, в скважинах Колвинского мегавала достигает 120-150 м. В кровле джъерского горизонта прослеживается **ОГ III₂zv** (табл. 17).

Тиманские и саргаевские отложения, в объеме *мутноматериковой свиты*, представлены преимущественно терригенным составом

Рис. 20 Фрагмент сейсмогеологического разреза по линии профиля Р-I-IV-91
(по материалам ОАО «Нарьян-Марсейсморазведка», ФГУП «ВНИИГРИ»)



Условные обозначения:

- отражающие горизонты
- геологические границы
- поверхность размыта
- тектонические нарушения
- органические постройки

Линию профиля см. на рис. 1

(песчаники, алевролиты, аргиллиты, глины), накапливались в условиях широкой франской трансгрессии. В региональном плане характерно возрастание карбонатности тиманско-саргаевских отложений в юго-восточном направлении. Мощность тиманско-саргаевской мелководно-шельфовой сероцветной формации составляет 50-120 м. Граница тиманского горизонта с саргаевским и их объем носят условный характер. В большинстве случаев на сейсмогеологических разрезах эта часть осадочного чехла показана как единая толща. В кровле тиманско-саргаевских отложений (подошве доманика) **прослеживается ОГ III_d (D₃f₂)** (табл. 17).

Формационный облик отложений, слагающих среднедевонско-франский НГК - олигомиктовый, эффузивно-терригенный, сероцветный карбонатно-терригенный [11].

В терригенном среднедевонско-франском НГК Печоро-Колвинского авлакогена залежи УВ выявлены в кедровских, омринских, колвинских, старооскольских отложениях среднего девона и яранских, джьерских, тиманских, саргаевских - верхнего девона. Всего в Тимано-Печорской провинции по состоянию на 01.01.2014 г. в терригенном НГК залежи установлены на 63 площадях Печоро-Колвинской, Хорейверской, Варандей-Адзвинской и Северо-Предуральской НГО (табл. 18). Характеристика ЗНГН по ФЕС коллекторов, начальным дебитам скважин приведена в главе 4.

Региональной надежной крышкой для карбонатного среднеордовикско-нижнедевонского НГК является глинисто-карбонатная тиманско-саргаевская толща. В тех регионах, где карбонатный среднеордовикско-нижнедевонский НГК перекрыт эйфельско-джьерской песчано-алевролитовой толщей (некоторые области Печоро-Колвинской, Хорейверской, Варандей-Адзвинской НГО) залежи УВ отсутствуют. Данное явление объясняется развитием единой гидродинамической системы в поддоманиковых отложениях, состоящей из карбонатных среднеордовикско-нижнедевонских и терригенных среднедевонско-джьерских отложений [66]. Отдельные исключения, которые являются, по сути, непознанной

закономерностью, (Возейская площадь в Печоро-Колвинском авлакогене, Западно-Леккейягинская и Тобойско-Мядсейская в Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне) объясняются развитием локальных или зональных внутрикомплексных флюидоупоров в составе карбонатного среднеордовикско-нижнедевонского НГК (табл. 18).

Таким образом, с большей долей вероятности на примере 43 площадей (всего 46) Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (Печоро-Колвинская, Хорейверская, Варандей-Адзвинская, Северо-Предуральская НГО) можно утверждать, что залежи УВ в карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском НГК, при прочих равных условиях, следует ожидать только в том случае, когда над ним развита тиманско-саргаевская покрывка. В случае развития над карбонатным среднеордовикско-нижнедевонским НГК отложений эйфельско-джьерского (до тиманско-саргаевского) возраста залежи УВ возможны, если в разрезе существуют зональные или локальные внутрикомплексные или надкомплексный флюидоупоры. Можно предположить, что терригенные отложения среднего девона-франа в отдельных случаях играют роль «ложной покрывки» [114].

Установленная закономерность в размещении залежей УВ в поддоманиковых отложениях позволяет сделать следующий вывод. Расхождение в плане и в разрезе ареалов нефтегазоносности в поддоманиковых НГК объясняется развитием до тиманско-саргаевских (эйфельско-джьерских) терригенных отложений, аккумулирующих УВ поступавших из НГК среднего ордовика-нижнего девона [18, 42, 44].

В карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском НГК нефтегазо-материнские горизонты (НГМГ) установлены в отложениях нижнего, верхнего силура, нижнего девона Денисовской структурной зоны и Колвинского мегавала [5]. Концентрация органического (некарбонатного) углерода-носителя и «индикатора» органического вещества ($C_{нк}$)¹ в НГМГ

¹ $C_{нк}$ - органический (некарбонатный) углерод-носитель и «индикатор» органического вещества. Т.К. Баженова, В.К. Шиманский, В.Ф. Васильева и др. «Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна» Под редакцией М.В. Дахновой. – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – 164 с.

нижнего силура составляет 0,15-0,40% на толщю пород и увеличивается с запада на восток. НГМГ нижнего силура состоят из относительно обогащенных ОВ пачек лландоверийского и венлокского возраста. Мощность НГМГ закономерно возрастает в восточном направлении – от 20 до 200 м. Небольшой максимум содержания $C_{\text{нк}}$ (до 0,5%) в НГМГ закартирован в пределах Шапкина-Юрьяхинского вала. НГМГ нижнего силура отсутствуют в северной части Печоро-Колвинского авлакогена (Носовая и Западно-Хылчюуская площади). НГМГ нижнего силура отнесены к субдоманикоидному типу. Плотность эмиграции жидких УВ из НГМГ нижнего силура оценивается в 200-500 тыс.т/км², газообразных – 100-200 млн.м³/км². НГМГ нижнего силура по представлениям Н.А. Малышева относятся к среднепродуктивным [47].

В плане ареал распространения НГМГ верхнего силура совпадает с нижним силуром, но занимает меньшую площадь. Существенно расширяется размытая область Большеземельского свода и появляется новая - Лодминско-Командиршорский вал на юге Денисовской структурной зоны. Концентрация $C_{\text{нк}}$ в НГМГ изменяется в пределах 0,15-0,55%, но в целом концентрация $C_{\text{нк}}$ в верхнем силуре меньше, чем в нижнем. НГМГ верхнего силура состоят из темноцветных глинисто-карбонатных пачек, развитых в лудловском и пржидольском ярусах верхнего силура. Суммарная их мощность изменяется от 50 до 80 м. НГМГ верхнего силура относятся к также к субдоманикоидному типу. Плотность эмиграции жидких УВ из НГМГ верхнего силура составляет 500-1000 тыс.т/км², газообразных – 100-500 млн.м³/км². НГМГ отложений верхнего силура относятся к высокопродуктивным [47].

В отложениях нижнего девона концентрация $C_{\text{нк}}$ в НГМГ составляет 0,25-1,5%. НГМГ нижнего девона состоят из глинисто-карбонатных темноцветных пачек овинпармского и сотчемкыртинского горизонтов лохковского яруса нижнего девона. Суммарная мощность темноцветных пачек составляет 100-500 м. В пределах Харьягинского вала их мощность увеличивается до 1000 м (Колвинская глубокая скважина). Концентрация $C_{\text{нк}}$

в отложениях нижнего девона выше, чем в силурийских. НГМГ нижнего девона относятся к субдоманикоидному и доманикоидному типам. Плотность эмиграции жидких УВ из НГМГ нижнего девона оценивается в 500-5000 тыс.т/км², газообразных – 200-500 млн.м³/км². НГМГ отложений нижнего девона относятся к высокопродуктивным [47].

Фациально-генетический тип ОВ НГМГ нижнего и верхнего силура – сапропелевый, нижнего девона – гумусово-сапропелевый.

В терригенном среднедевонско-франском НГК выделены НГМГ в отложениях среднего девона и тиманско-саргаевских. В отложениях среднего девона концентрация $C_{нк}$ в НГМГ составляет 0,25-1,5%. Максимальные концентрации $C_{нк}$ установлены в пределах Усинского и Возейского валов Колвинского мегавала и южной части Печоро-Кожвинского мегавала. НГМГ состоят из глинистых и глинисто-алевролитовых пачек, разделенных песчаными пластами. НГМГ относятся к субдоманикоидному и доманикоидному типам. Доманикоидные концентрации (до 5,0%) занимают большие площади по сравнению с НГМГ нижнего девона. Плотность эмиграции жидких УВ из НГМГ составляет 100-500 тыс.т/км², газообразных – 50-200 млн.м³/км². НГМГ терригенных отложений среднего девона относятся к средне-высокопродуктивным [47].

В тиманско-саргаевских отложениях среднее содержание $C_{нк}$ не превышает 0,2%. Максимальные концентрации зафиксированы в южных областях Большеземельского свода и Печоро-Кожвинского мегавала (до 1% и более). Мощность НГМГ тиманско-саргаевских отложений изменяется от 20 до 200 м. Максимальные их значения установлены в Печоро-Кожвинском и Колвинском мегавалах. Плотность эмиграции жидких УВ из НГМГ тиманско-саргаевского возраста составляет 20-100 тыс.т/км², газообразных 20-150 млн.м³/км². НГМГ терригенных отложений тиманского и саргаевского возраста относятся к низко-среднепродуктивным [47].

Фациально-генетический тип ОВ НГМГ среднего девона и тиманско-саргаевских отложений - гумусово-сапропелевый.

Катагенез ОВ НГМГ в подошве *верхнесилурийских отложений* отвечает грациям АК₁-АК₂₋₃ [5]. Катагенетическая превращенность ОВ НГМГ в подошве *нижнего девона* изменяется от МК₃ до МК₅. ОВ НГМГ в подошве *верхнего девона* катагенетически преобразовано до стадий МК₂-МК₄. В пределах Печоро-Кожвинского мегавала ОВ преобразовано до стадии МК₅.

Палеоглубина верхней границы главной зоны нефтеобразования (ГЗН) принята на уровне 1,5 км (катагенез ОВ - МК₁, палеотемпература – 80-90⁰С). Нижняя граница ГЗН определена в 3,2 км (катагенез ОВ – МК₄, палеотемпература – 150-160⁰С) [5]. «Нефтяное окно» находилось в интервале палеоглубин 1,5-3,2 км. Градиенты палеотемператур в палеозойскую и в начале мезозойских эр были значительно выше, чем современные [87].

2.3. Ловушки нефти и газа

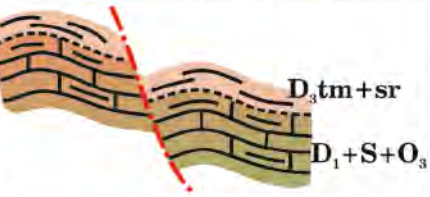
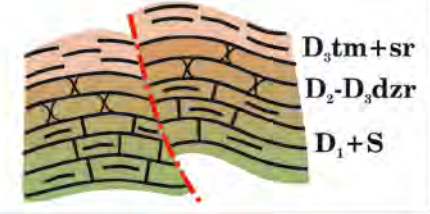
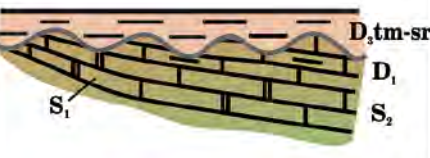
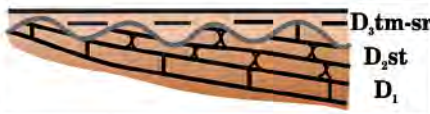
Строению, времени образования и типизации ловушек нефти и газа Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции посвящены работы А.А. Гусейнова, В.И. Иотова, К.К. Клещева, Т.В. Майдль, В.Н. Макаревича, В.Вл. Меннера, Н.И. Никонова, Н.С. Окновой, О.М. Прищепы, В.Б. Ростовщикова, В.Л. Соенко, Г.Д. Удота, Н.К. Фортунатовой и других исследователей [9, 48, 72, 97, 101, 102, 103].

Н.С. Окновой составлена классификация ловушек нефти и газа для всех НГК Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, в том числе и для изучаемых – среднеордовикско-нижнедевонского и среднедевонско-франского [102, 103]. Согласно данной классификации, в основу которой положен генетический принцип, по условиям экранирования залежей УВ в поддоманиковых НГК выделяются ловушки ***структурного, стратиграфического, литологического типов и их комбинации*** (рис. 21).

В работе проанализирована и обобщена информация, полученная по результатам бурения и сейсморазведочных работ практически по всем (более 50) продуктивным ловушкам УВ, отдельным подготовленным и выявленным локальным структурам в поддоманиковых НГК Печоро-Колвинского авлакогена и его обрамления.

**Рис. 21. Типы ловушек нефти и газа в поддоманиковых НГК
Печоро-Колвинского авлакогена и прилегающих районах**

По Н.С. Окновой [102, 103]
Составила Лукова С.А., 2014 г.

Тип ловушки	Тип экрана	Вид в разрезе	Отдельные площади
Структурный	сбросовый		Лаявожская, Усинская, Возейская, Харьгинская, Северо-Харьгинская, Северо-Лаявожская, им. Ю.Россихина, Северо-Мишванская
			Западно-Командиршорская-II, им. Р. Требса, Западно-Баганская (S1), Западно-Хатайская (S1), Среднемакарихинская (O4)
	взбросовый		Западно-Командиршорская, Южно-Льжская, Югидская, Инзырейская, Кыртаельская, Южно-Лиственничная, Южно-Кыртаельская, Западно-Соплесская
			Леккерская (S2), Среднемакарихинская (S1) (надвиг)
Стратиграфический	стратиграфическое несогласие		Баганская, Сандивейская, Северо-Баганская, Восточно-Возейская, Верхне-Возейская, Шорсандивейская, Ямботинская, им.А. Титова
			Возейская
Литологически экранированный	частичное литологическое замещение		Пашшорская, Командиршорская, Верхнегрубешорская, Усинская, Северо-Кожвинская, Кыртаельская
Литологически ограниченный	полное литологическое замещение		Лузская, Северо-Кожвинская, Южно-Кыртаельская, Северо-Югидская, Седьягинская

Ловушки структурного типа широко распространены в поддоманиковых НГК. Ведущими факторами экранирования залежей УВ в ловушках структурного типа, наряду с антиклинальным, является сбросовый или взбросовый. Ловушки со сбросовым экранированием залежей УВ в карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском НГК также приурочены к сдвиговым деформациям вендско-раннепалеозойского заложения, широко развитым в Печоро-Колвинском авлакогене (рис. 22, 23). Ловушки со сбросовым экранированием, согласно представлениям В.Е. Хаина, образуются в условиях сдвига и растяжения [73].

Ловушки структурного типа со сбросовыми экранами установлены на Лаявожской, Усинской, Возейской, Харьягинской, Северо-Харьягинской, Северо-Лаявожской, им. Ю.Россихина, Северо-Мишваньской, Западно-Командиршорской-II, им. Р.Требса, Западно-Баганской, Средне-макарихинской площадях. Типичной ловушкой структурного типа со сбросовым экраном является Западно-Хатаяхская (рис. 24).

Взбросовое экранирование в ловушках структурного типа было обусловлено, как показал анализ, инверсионными движениями. В результате ранее образованные ловушки структурного типа со сбросовыми экранами могли быть трансформированы в локальные формы со взбросовым экранированием залежей УВ. В поддоманиковых НГК ловушки структурного типа со взбросовыми экранами выявлены на Западно-Командиршорской, Южно-Лыжской, Югидской, Инзырейской, Южно-Лиственичной, Южно-Кыртаельской, Кыртаельской, Западно-Соплесской и Леккерской площадях.

Данная трансформация структурных ловушек объясняется следующим образом. При геотектоническом режиме континентального рифтогенеза в процессе растяжения в позднекаледонский этап тектогенеза сформировались ловушки структурного типа со сбросовыми экранами. При режиме погружения и продолжавшегося процесса растяжения земной коры в раннегерцинский этап тектогенеза ловушки структурного типа со сбросовыми экранами сохранили свои формы. В период времени соответствующий средне-

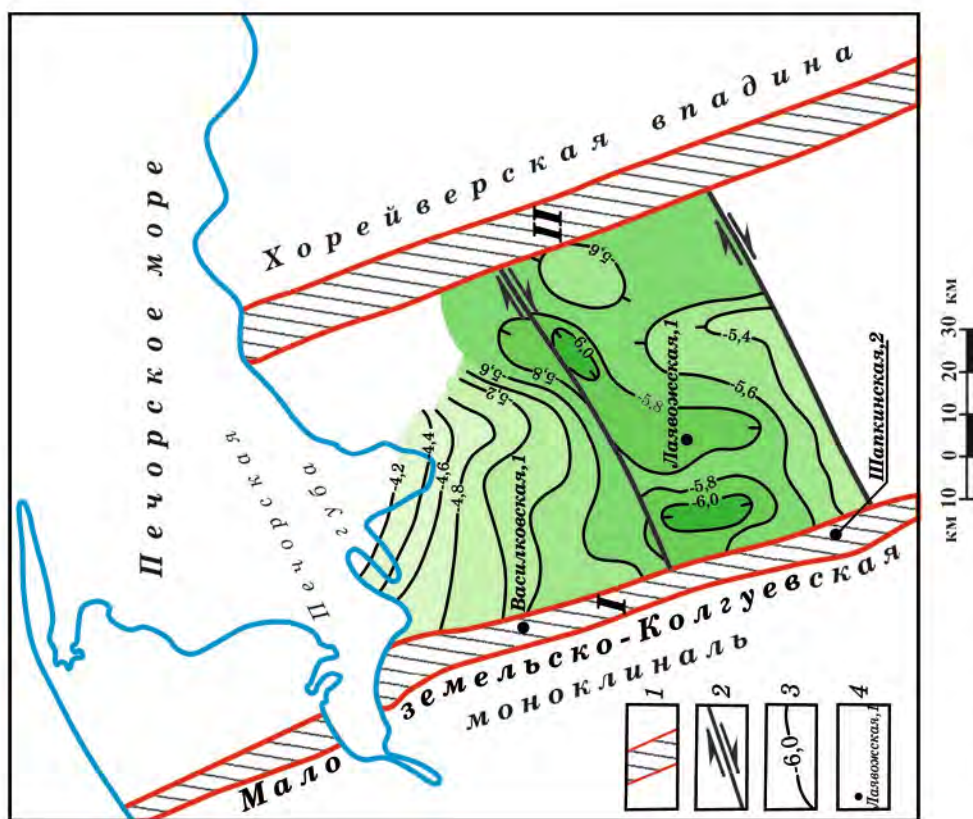


Рис. 22 Структурная карта поверхности докембрийских отложений северной части Печоро-Колвинского алакогена.

Составлено по материалам Н.А. Малышева [46] с добавлениями и изменениями

Условные обозначения:

- 1 - разломы (1 - Шапкино-Юрьехинский, II - Западно- и Восточно-Колвинский);
2 - региональные правосторонние сдвиги; 3 - изогипсы поверхности докембрийских отложений, км; 4 - пробуренные скважины

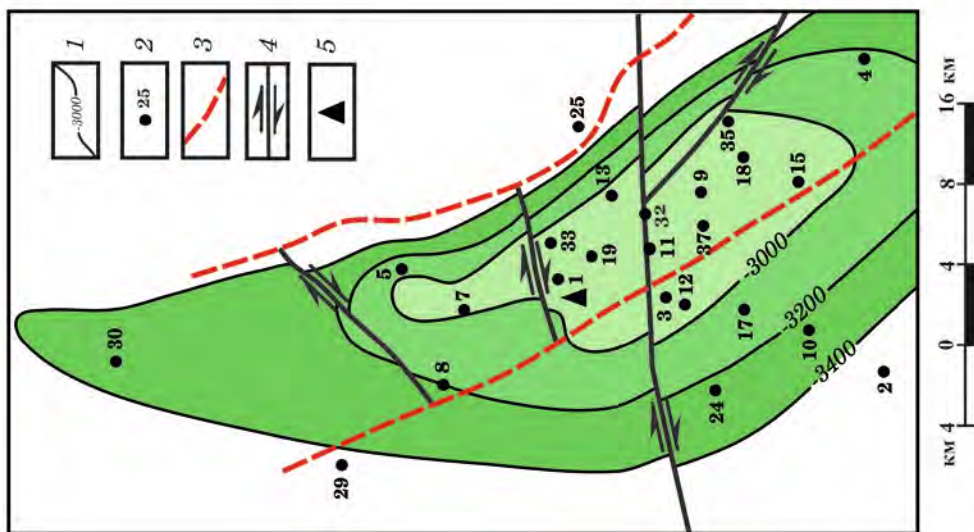


Рис. 23 Структурная карта по кровле нижнедевонских карбонатов Усинской площади [80]

Условные обозначения:

- 1 - изогипсы кровли нижнедевонских карбонатов, м; 2 - глубокие скважины; 3-4 - предполагаемые тектонические нарушения; 5 - разломы без типизации; 4 - правосторонние сдвиги вендского раннепалеозойского заложения; 5 - нефтепроявления

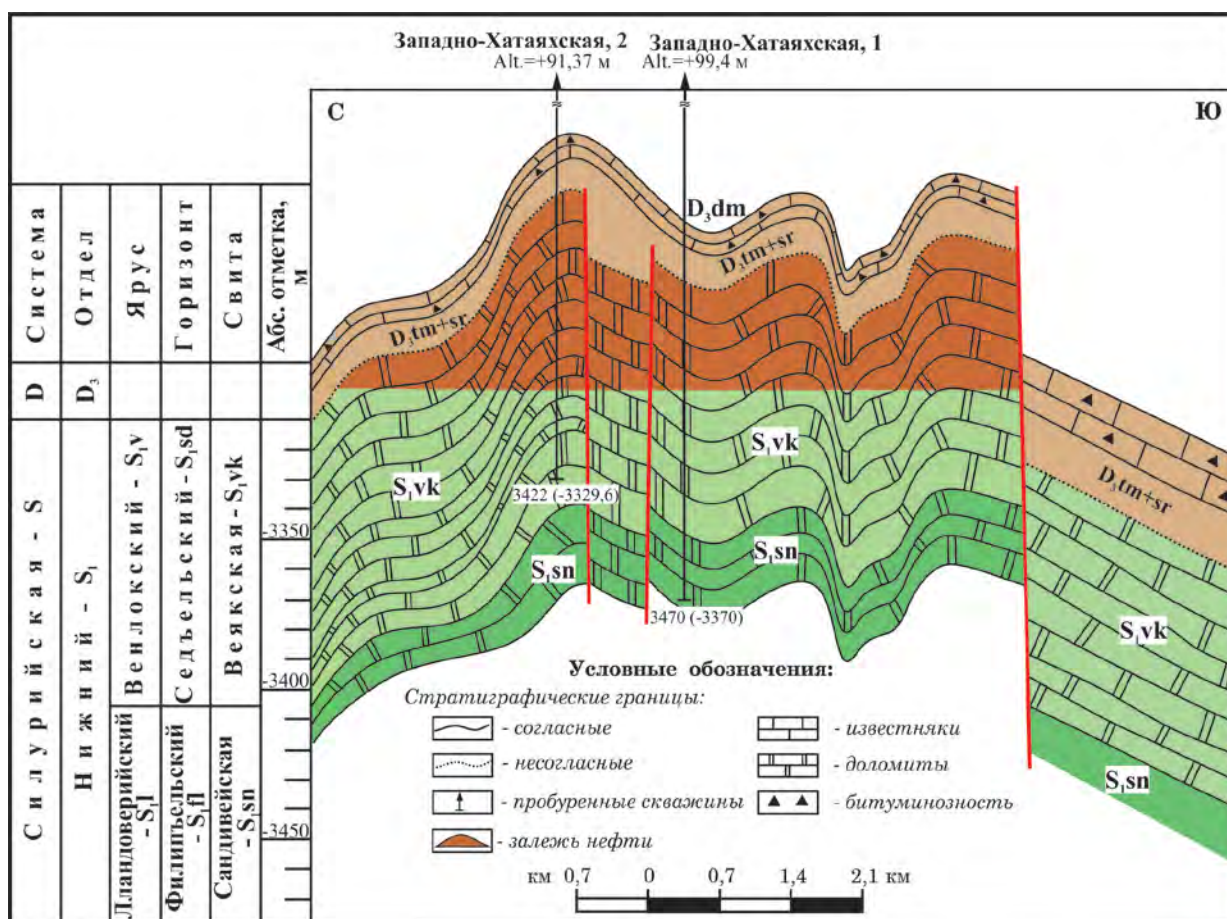


Рис. 24 Западно-Хатайхская ловушка структурного типа со сбросовым экраном [66]

герцинскому и позднегерцинско-раннекиммерийскому этапам тектогенеза при режимах инверсии и складчато-надвиговом в процессе сжатия морфология этих ловушек была трансформирована. В результате этого, в мобильных зонах авлакогена и в прилегающих районах образовались ловушки структурного типа со взбросовыми экранами. В относительно стабильных районах, где поддоманиковые отложения не подвергались интенсивной переработке инверсионными и складчато-надвиговыми движениями, могли сохраниться ловушки структурного типа со сбросовыми экранами. В позднекиммерийско-альпийский цикл тектогенеза принципиального изменения в морфологии ловушек структурного типа не произошло.

Перспективы обнаружения ловушек структурного типа со сбросовыми экранами связаны с депрессиями Денисовской структурной зоны - Восточно-Колгуевской и Усть-Печорской. Развитие ловушек структурного типа со взбросовыми экранами прогнозируется в пределах Печоро-Кожвинского,

Колвинского мегавалов и гряды Чернышева Предуральского прогиба.

В терригенном среднедевонско-франском НГК встречаются ловушки структурного типа в комбинации с литологическими (Усинская) и стратиграфическими (Возейская). Также среди ловушек структурного типа в терригенных отложениях среднего девона - франа выделяются оригинальные локальные формы, в которых экранирование залежей УВ могло быть обеспечено не только антиклинальными экранами, но и интрузиями диабазов (Южно-Лыжская площадь), также базальтовыми образованиями (туфы, лавобрекчии – Исаковская) (рис. 25, 26). Данный тип ловушек прогнозируется в Печоро-Кожвинском мегавале и на валах Денисовской структурной зоны - Шапкина-Юрьяхинском и Колоколморском.

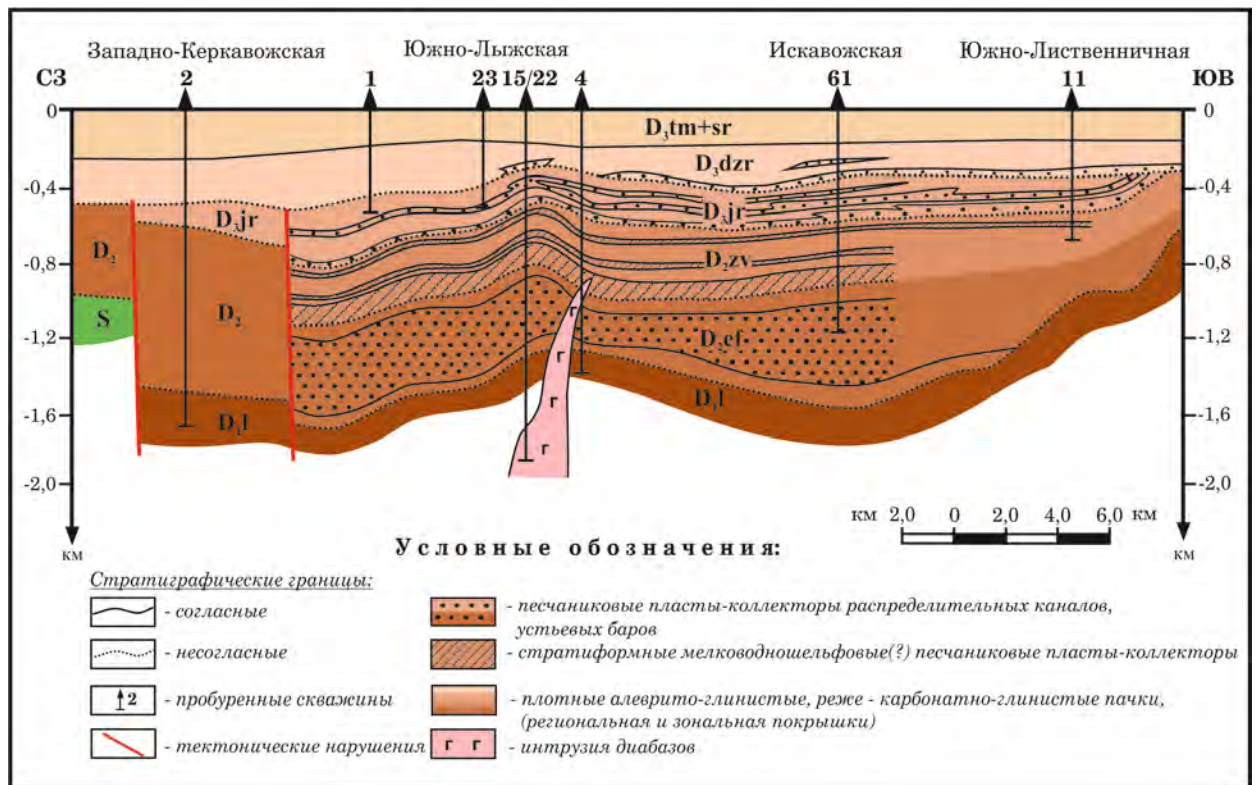
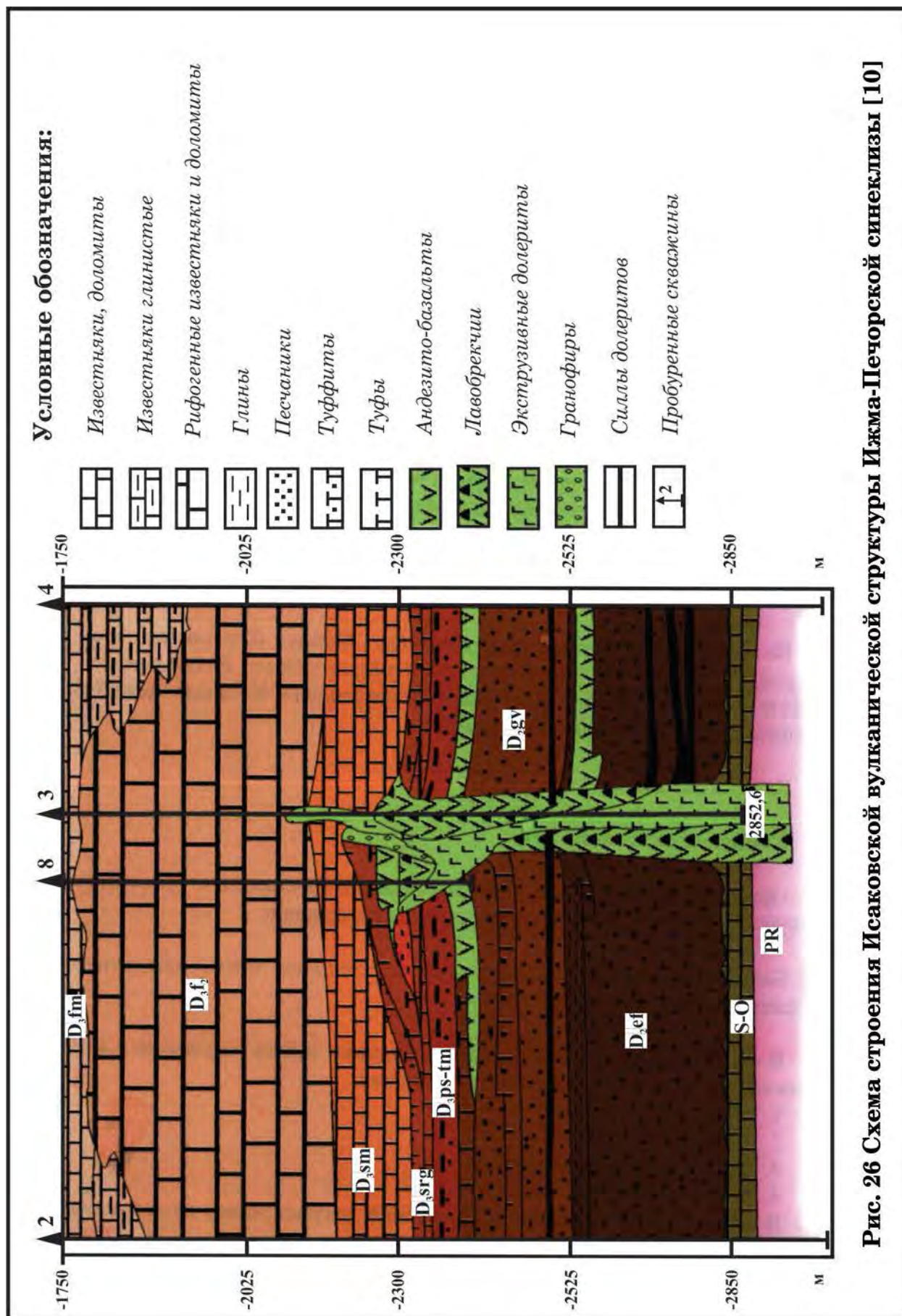


Рис. 25 Схема строения Южно-Лыжской интрузивной структуры Печоро-Кожвинского мегавала [66]

Ловушки стратиграфического типа карбонатного среднеордо-викско-нижнедевонского НГК установлены в отложениях нижнего, верхнего силура и нижнего девона; **терригенного среднедевонско-франского** – в отложениях среднего девона (рис. 21). Основным фактором их формирования является длительный предтиманский перерыв в осадконакоплении и сопровождавший



его глубокий размыв отложений - Баганская, Сандивейская, Северо-Баганская, Восточно-Возейская, Шорсандивейская, Ямботинская, им. А. Титова, Верхне-Возейская и Возейская площади (рис. 27). Региональному размыву были подвержены терригенные отложения среднего девона и карбонатные силура и нижнего девона. Вплоть до верхов нижнего силура размыты отложения в пределах Лодминско-Командиршорского вала, центральной и западной частей Большеземельского свода. В нижнем силуре выделены проницаемые пласты в лландоверийском и венлокском ярусах в пределах Печоро-Колвинского авлакогена и Большеземельского свода [5].

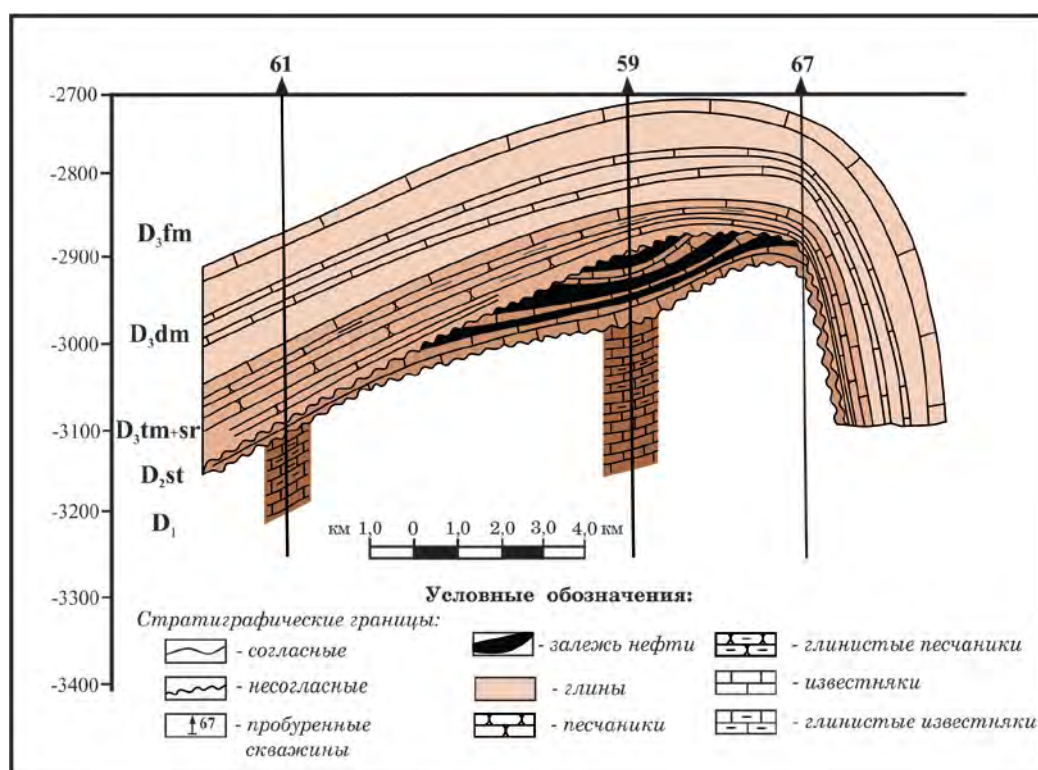


Рис. 27 Возейская ловушка стратиграфического типа [103]

Значительное увеличение емкостных свойств отложений нижнего силура произошло в пластах за счет интенсивных процессов выщелачивания и карстообразования (скважины Сандивейская, 1 и 3). По результатам бурения скважин установлено, что на склонах поднятий могут формироваться ловушки стратиграфического и структурно-стратиграфического типов. Благоприятными для образования комбинированных структурно-стратиграфических ловушек являлись зоны сочленения Колвинского палеопргиба и Большеземельского свода. Распространение ловушек

стратиграфического типа в карбонатных отложениях верхнего силура прогнозируется в южной и восточной областях Большеземельского свода, где они перекрыты региональной тиманско-саргаевской покрывкой. Благоприятными факторами формирования ловушек структурно-стратиграфического типа являлись наличие крупных замкнутых по падению структурных форм и развитие вторичной емкости коллекторов, развитых вдоль поверхности размыва [64]. В отложениях нижнего девона ловушки стратиграфического типа прогнозируются на восточном склоне Большеземельского свода.

Ловушки литологического типа выявлены в *терригенном среднедевонско-нижнефранском НГК*. Среди них выделяются литологически экранированные (Пашшорская, Командиршорская, Верхнегрубешорская, Усинская, Северо-Кожвинская, Кыртаельская) и литологически ограниченные (Лузская, Северо-Кожвинская, Южно-Кыртаельская, Северо-Югидская, Седьягинская) (рис. 21). Литологически экранированные ловушки, часто заливообразной формы, в Печоро-Колвинском авлакогене приурочены к зонам регионального выклинивания терригенных отложений среднего девона – франа. Региональные зоны выклинивания установлены на восточном склоне Колвинского мегавала (Усинское месторождения), на северном склоне Лодминско-Командиршоского вала (Командиршорское). Значительное количество зон выклинивания терригенных отложений среднего девона – франа предполагается по данным сейсморазведочных работ на восточном склоне Шапкина-Юрьяхинского вала и Печоро-Кожвинского мегавала.

Литологически ограниченные ловушки, приуроченные к палеodelьтам, выявлены в тиманских отложениях в пределах Ижма-Печорской синеклизы (Лузское месторождение), Печоро-Кожвинского мегавала (Северо-Кожвинское, Северо-Югидское, Южно-Кыртаельское) и на восточном склоне Большеземельского свода (Седьягинское). Литологически-ограниченные ловушки характеризуются линзообразным строением (рис. 21).

Глава 3. История формирования зон нефтегазонакопления

Впервые термин «зона нефтегазонакопления» был сформулирован И.О. Бродом в 1951 г. Под данным термином понимались «месторождения, приуроченные к одному относительно крупному линейно-вытянутому структурному элементу» [19]. В 1953 г. И.О. Брод и Н.А. Еременко уточнили понятие ЗНГН, понимая, что это – «крупные структурные элементы, с которыми закономерно связаны группы залежей нефти и газа, составляющие месторождения» [20].

Развитие теории формирования и закономерностей размещения ЗНГН происходило во второй половине 20-го века и продолжается в настоящее время. При всех различных редакциях понятия «зона нефтегазонакопления» известные ученые - А.А. Бакиров, И.О. Брод, Н.А. Еременко, А.Н. Золотов, М.К. Калинин, В.С. Лазарев, М.Ф. Мирчинк, О.М. Прищепа, А.А. Трофимук, В.Е. Хаин и многие другие были едины в одном. По их мнению, в основе выделения ЗНГН должен лежать структурно-тектонический принцип (линейно-вытянутый структурный элемент, крупные эндоструктурные или экзоструктурные единицы, зоны регионального, стратиграфического несогласия, антиклинальные перегибы, структурные и палеотектонические элементы, геологические структуры II порядка, часть земной коры, система ловушек, приподнятый блок, структурный нос и др.) [7, 19, 20, 28, 34, 35, 36, 39, 54, 71].

В работе использованы материалы по уточнению количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата Тимано-Печорской НГП (суша, Печороморский шельф) по состоянию изученности на 01.01.2009 г. Поэтому автором принята формулировка «зона нефтегазонакопления», учитывающая опыт проведенных ранее исследований других специалистов и используемая в Методическом руководстве по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата.

«Зона нефтегазонакопления – это часть геологического пространства нефтегазоносных провинций, областей или районов, концентрация скоплений углеводородов в пределах которой, контролируется

преимущественно едиными (тектоническими, литологическими, стратиграфическими, гидрогеологическими или различным их сочетанием) условиями аккумуляции и характеризующихся преимущественной приуроченностью залежей к одним и тем же пластам (НГК), закономерным изменением в них фазового состояния, физико-химических свойств углеводородов и степени заполнения ими ловушек. Границами зон нефтегазонакопления служат контуры структур или зон литологического замещения, контролирующих распространение месторождений сходного строения» [49].

История формирования зон нефтегазонакопления в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции или в отдельных ее частях рассматривалась в работах М.Д. Белониной, В.И. Богацкого, Б.П. Богданова, М.М. Богданова, Г.В. Важенина, Б.Я. Вассермана, С.Н. Горецкого, И.С. Грамберга, Ю.Н. Григоренко, Е.Б. Груниса, С.А. Данилевского, В.Н. Данилова, В.А. Дедеева, Н.Г. Корюкиной, М.И. Лоджевской, Н.А. Малышева, Н.И. Никонова, О.М. Прищепы, В.Л. Соенко, А.Г. Сотниковой, А.В. Ступаковой, О.И. Супруненко, Е.Л. Теплова, Н.И. Тимонина, В.Е. Хаина, В.В. Юдина и других исследователей [2, 17, 26, 35, 38, 41, 52, 53, 60, 61].

Основным слабым звеном в ранее проведенных исследованиях явилось, применительно для Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, отсутствие разработанной по комплексу геологических критериев единой пространственно-временной модели формирования и современного размещения ЗНГН для специфических по строению поддоманиковых НГК в пределах суши и акватории. При этом главнейшими в такой модели должны стать не только исследования по реконструкции фанерозойской истории тектонического развития надраннеордовикских поддоманиковых НГК на отрезках времени соответствующих циклам и этапам тектогенеза, но и выяснение их взаимного влияния на формирование ЗНГН в геологическом пространстве осадочного чехла.

При построении пространственно-временных моделей формирования ЗНГН в карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском (рис. 28, 36, 39, 43), терригенном среднедевонско-нижнефранском НГК (рис. 37, 40, 44); схем прогноза размещения... (рис. 47, 48) приняты стратиграфические разбивки скважин по ПО «Арктикморнефтегазразведка» [92] и ООО «ТП НИЦ» [94]. Использованы также материалы структур подготовленных к глубокому бурению на нефть и газ ПГО «Печорагеофизика», ПГО «Севзапгеология» [98].

В истории формирования зон нефтегазонакопления в поддоманиковых НГК выделяются три цикла тектогенеза – каледонский, герцинско-раннекиммерийский, позднекиммерийско-альпийский. В каледонском и герцинско-раннекиммерийском циклах обособлены соответствующие им этапы тектогенеза – позднекаледонский, раннегерцинский, среднегерцинский и позднегерцинско-раннекиммерийский (табл. 19). Циклы и этапы тектогенеза выделены согласно структурно-формационному расчленению осадочного чехла Тимано-Печорской плиты на этажи и подэтажи. Структурно-формационные этажи и подэтажи отражают, по современным представлениям, тектоническую эволюцию Тимано-Печорской плиты, связанную с крупными перерывами в осадконакоплении - предсреднедевонским (предэмским?), предвизейским, предтриасовым, предсреднеюрским. Зонально-локальные перерывы в осадконакоплении выделены в среднедевонско-франском, доманиково-турнейском подэтажах и среднеюрско-кайнозойском структурном этаже.

Принятое в работе соответствие циклам и этапам тектогенеза структурно-формационных этажей и подэтажей, слагающих и перекрывающих поддоманиковые НГК, показаны в таблице 19. Циклы и этапы тектогенеза охарактеризованы последовательно проявлявшимися в фанерозойский эон геотектоническими режимами недр: континентального рифтогенеза, пострифтового прогибания, инверсии, изостазии и сопровождающими их процессами растяжения земной коры, сжатия, гравитационного выравнивания рельефа территории.

Таблица 19

Тектоногенетическая приуроченность поддоманиковых НГК Печоро-Колвинского авлакогена и прилегающих районов

Составила Лукова С.А., 2013 г. По материалам Н.И. Тимонина, 1998 г. [68], В.А. Дедеева и др., 1981 [31], Л.Т. Беляковой, В.И. Богацкого и др., 2008 [11]

Циклы текто-генеза	Этапы тектогенеза		Геотектонические режимы	Процессы	Структурные этажи, подэтажи, включающие и перекрывающие поддоманиковые НГК		Формации	Субформации
					Этажи	Подэтажи		
Поздне-киммерийско-альпийский J ₂ - Q			Изостазии	Чередование относительного погружения и относительного поднятия (стабилизации)	Среднеюрско-кайнозойский	Неоген-четвертичный		
						Среднеюрско-меловой	Сероцветная песчано-глинистая	
Герцинско-раннекиммерийский D ₂ - J ₁	Позднегерцинско-раннекиммерийский P ₁ ar ₂ - J ₁	заверш. фаза (T ₂ -J ₁)	Инверсии и складчато-надвиговый	Сжатия (конвергенции)	Среднедевонско-раннеюрский	Верхнеартинско-раннеюрский	Сероцветно-красноцветная терригенная континентально-морская моласса	Красноцветная континентальная
		нач. фаза (P ₁ ar ₂ -T ₁)						Сероцветно-пестроцветно-прибрежно-дельтовая
								Лагунно-морская эвапоритово-угленосно-терригенная
	Средне-герцинский C _{IV} -P ₁ ar ₁		Пострифтовое прогибание	Растяжения (дивергенции)		Визейско-нижнеартинский	Преимущественно карбонатная мелководно-морская и лагунно-морская	Оргоногенных построек
							Угленосно-терригенная	Сульфатно-доломитовая
	Ранне-герцинский D ₂ -C ₁ t	Терригенно-карбонатная мелководно-морская					Шельфовая, рифогенная, толщи заполнения	
		Джърско-турнейский				Мелководно-шельфовая сероцветная карбонатно-терригенная		
						Эффузивно-терригенная		
						Среднедевонско-яранский	Олигомиктовая грабена	
	Каледонский Є ₃ - D ₁	Поздне-каледонский O ₂ - D ₁				Континентального рифтогенеза	Растяжения (дивергенции)	Верхне-кембрийско (?) - ордовиско-нижне-девонский
Известняково-доломитовая (S)								
Галогенно-терригенно-карбонатная (O ₂ -O ₃)								

- размыв отложений (временные рубежи изменения направленности геотектонических режимов)

Позднекаледонский этап тектогенеза проявился образованием среднеордовикско-нижнедевонского структурного подэтажа. Формационный облик отложений, участвующих в строении структурного подэтажа и их литологическая характеристика приведены в описании одноименного НГК (раздел 2.2).

Позднекаледонский этап тектогенеза (среднеордовикская-раннедевонская эпоха) характеризуется продолжением процессов растяжения земной коры в режиме континентального рифтогенеза, которые вызвали образование в верхней части коры криволинейных листрических разломов – Припечорской системы (Чаркаю-Пылевецкий, Илыч-Чикшинский), Шапкина-Юрьяхинского, Западно- и Восточно-Колвинских. Вблизи же поверхности среднеордовикско-нижнедевонского НГК эти разломы представляли собой нормальные сбросы. К концу позднекаледонского этапа тектогенеза в Печоро-Колвинском авлакогене вдоль этих разломов наметилась дифференциация структуры карбонатного среднеордовикско-нижнедевонского НГК на ряд стабильных и тектонически активных зон. В их пределах обособились приразломные линейные палеограбеновые прогибы – Печоро-Кожвинский, Колвинский, Шапкина-Юрьяхинский и положительные структурные формы - Лодминско-Командиршорская, Денисовская, Колоколморская, Носовая, Нитчемью-Сынинская и др. Мощность среднеордовикско-нижнедевонского НГК в региональных отрицательных палеоструктурах достигла 3,5-4,0 км.

Северная часть Ижма-Омринского палеопргиба и Большеземельский палеосвод, обрамляющие с запада и с востока соответственно авлакоген, к концу позднекаледонского этапа тектогенеза оказались приподнятыми над уровнем моря и являлись источниками сноса материала. Западная граница морского бассейна представляла собой угловато-изломанную линию (рис. 28). Такая конфигурация границы морского бассейна была обусловлена широтными разломами, унаследованными от структуры фундамента [11].

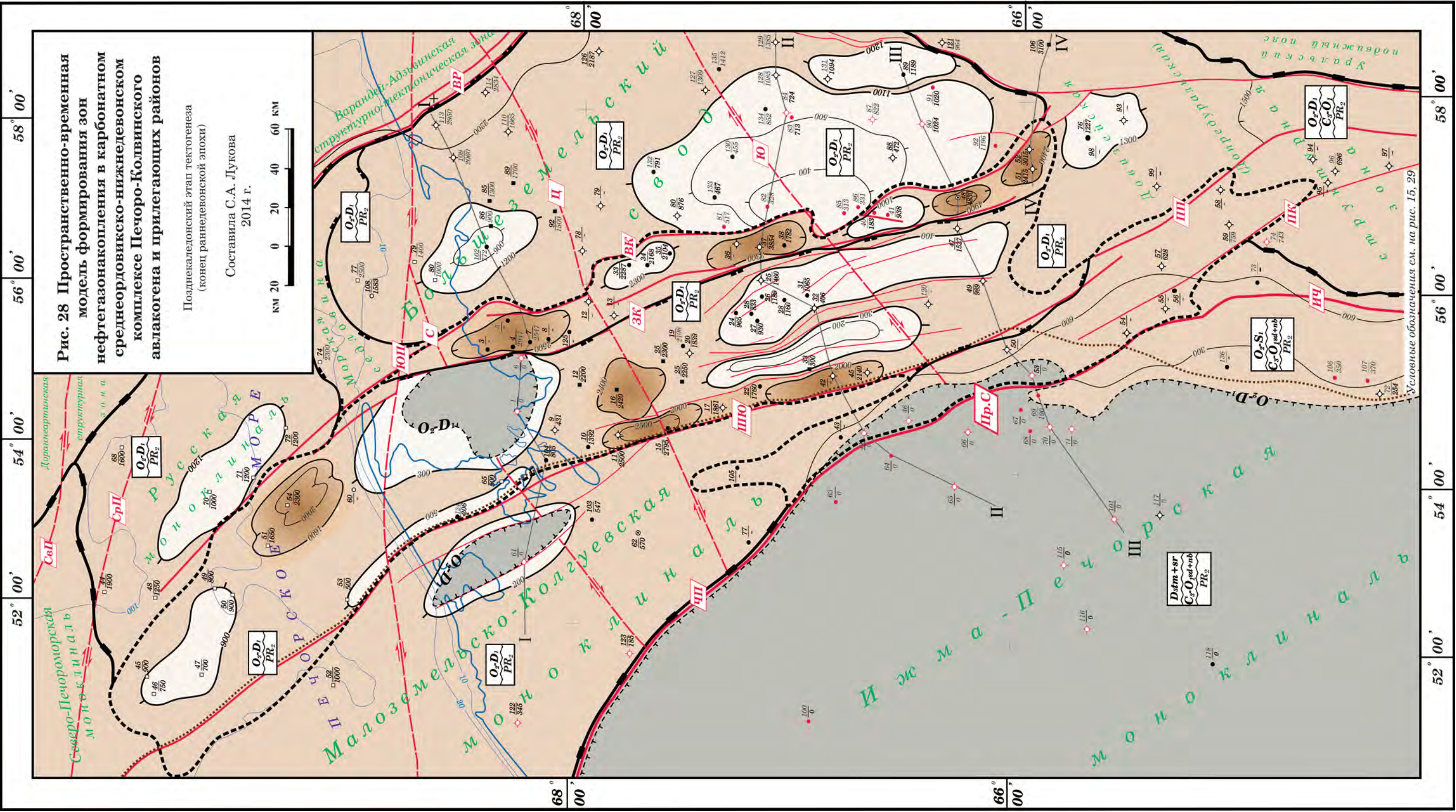
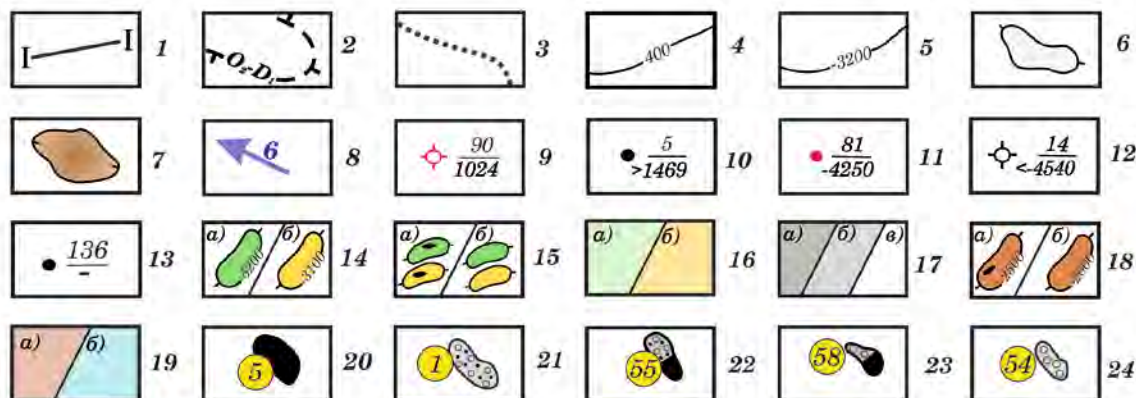


рис. 29 Условные обозначения
к «Пространственно-временным моделям формирования зон нефтегазонакопления ...» (рис. 28, 36, 37, 39, 40, 43, 44) и
«Схемам прогноза размещения зон нефтегазонакопления...» (рис. 47, 48)



И. 1-3 линии: 1 - геологических профилей; 2 - выклинивания отложений (индекс - возраст отложений); 3 - выклинивания нефтегазоматеринских толщ в O_2-D_1 НГК; 4 - изопакиты, м; 5 - изогипсы поверхностей поддоманиковых НГК, м; 6-7 - структурные элементы: 6 - положительные, 7 - отрицательные; 8 - возможные направления миграции и углы наклона проводящих УВ толщ (м/км); 9-13 - скважины (в числителе - номер в списке): 9-11 - в знаменателе: 9 - мощность карбонатного O_2-D_1 НГК на «Пространственно-временной модели формирования зон ...» позднекаледонского этапа тектогенеза, м/мощность выше-лежащих отложений на «Пространственно-временных моделях формирования зон...» к остальным этапам и циклам тектогенеза, м; 10 - мощность отложений, полученная по разрезам скважин не вскрывших НГК, м; 11 - абсолютная отметка поверхности НГК, м; 12 - не вскрывшие НГК; 13 - отложения на забое которых моложе геологического рубежа, к которому выполнены построения; 14-15 - ЗНГН в карбонатном O_2-D_1 НГК: 14а) под региональной тиманско-саргаевской покрывшей, 14б) под надкомплексным или внутрикомплексными флюидопорами зонального или локального распространения; 15а) установленные, 15б) перспективные; 16 - перспективные земли, на которых в разрезе: а) отсутствуют, б) присутствуют терригенные среднедевонско-дзержинские отложения; 17 - отсутствие отложений: а) O_2-D_1 НГК, б) D_2-D_3 НГК, в) тиманско-саргаевского возраста; 18 - ЗНГН в терригенном D_2-D_3 НГК: а) установленные, б) - перспективные; 19 - перспективные земли, на которых в разрезе: а) присутствуют, б) отсутствуют терригенные среднедевонско-дзержинские отложения; 20-24 залежи УВ в поддоманиковых отложениях (в кружке - номер месторождения в списке): 20 - нефтяные, 21 - газоконденсатные, 22 - нефтегазоконденсатные, 23 - газонефтяные, 24 - газовые.

II. Список месторождений, где выявлены залежи УВ в поддоманиковых НГК: 1 - Западно-Командиршорское-П, 2 - Верхнелайское, 3 - Возейское, 4 - Леккерское, 5 - им. Р. Требса, 6 - им. А.Титова, 7 - Ямботинское, 8 - Восточно-Колвинское, 9 - Шорсандивейское, 10 - Восточно-Хаяхинское, 11 - Западно-Сандивейское, 12 - Восточно-Возейское, 13 - Яромусюршорское, 14 - Западно-Возейшорское, 15 - Возейшорское, 16 - Верхневозейское, 17 - Западно-Рогозинское, 18 - Восточно-Рогозинское, 19 - Западно-Вейское, 20 - Бадьюское, 21 - Верхнехатайское П, 22 - Среднемакарихинское, 23 - Восточно-Возейское, 24 - Западно-Хатайское, 25 - Западно-Хатайское П, 26 - Северо-Баганское, 27 - Западно-Баганское, 28 - Баганское, 29 - Восточно-Мастерьевское, 30 - им.Ю.Россикина, 31 - Западно-Сарутаюское, 32 - Восточно-Сарутаюское, 33 - Лузское, 34 - Инзырейское, 35 - Лехарьягинское, 36 - Командиршорское, 37 - Западно-Командиршорское, 38 - Харьягинское, 39 - Ошское, 40 - Южно-Ошское, 41 - Пашшорское, 42 - Верхнегубешорское, 43 - Осокинское, 44 - Западно-Сыпатыское, 45 - Усинское, 46 - Сигаевское, 47 - Южно-Льжское, 48 - Южно-Лиственничное, 49 - Северо-Кожвинское, 50 - Западно-Печорокожвинское, 51 - Печорокожвинское, 52 - Западно-Печорогородское, 53 - Печорогородское, 54 - Западно-Соллесское, 55 - Кыртаельское, 56 - Южно-Кыртаельское, 57 - Северо-Югидское, 58 - Югидское, 59 - Югид-Соллесское.

В позднекаледонский этап тектогенеза продолжали проявляться правосторонние сдвиговые деформации субширотного простирания вендско-раннепалеозойского заложения. Сдвиговые деформации расчленили геологическое пространство фундамента и нижнепалеозойского осадочного чехла на 5 сегментов [44, 46]. В пределах сдвиговых деформаций в карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском НГК образовались локальные структурные формы типа сбросов.

Согласно выполненному сравнительному анализу по различным тектоническим зонам Печоро-Колвинского авлакогена и его обрамления во время позднекаледонского этапа в ГЗН вступили НГМТ нижнего и верхнего силура только в пределах Колвинского палеограбенового прогиба (современного Колвинского мегавала) и южной части Шапкина-Юрьяхинской синклинали (современного Шапкина-Юрьяхинского вала) (рис. 30, 31, 32, 33). Структурная обстановка в Ярейюской, Харьгинской и Усинской синклиналях, осложняющих Колвинский палеограбеновый прогиб, способствовала при углах наклона проводящих толщ $5-10 \text{ м/км}^2$ латеральной миграции УВ в сторону унаследованных от деформаций поверхности фундамента Лодминско-Командиршорского, Денисовского, Возейского, Инзырейского, Колоколморского, Макариха-Салюкинского палеовалов и разделявших их перемычек и седловин, а также Носового, Нямюрхитского и Сандивейского поднятий (рис. 28).

Однако, благоприятные условия генерации, миграции и аккумуляции УВ в позднекаледонский этап тектогенеза для формирования ЗНГН не стали результативными из-за глубокого размыва отложений и покрышек НГК, произошедшего в результате инверсии в предсреднедевонскую эпоху [1, 44]. Наиболее интенсивному размыву карбонатный среднеордовикско-нижнедевонский НГК подвергся в пределах древних положительных форм – потенциальных ЗНГН (Лодминско-Командиршорская, Денисовская, Носовая, Возейская, Инзырейская, Колоколморская, Сандивейская, Нямюрхитская, Макариха-Салюкинская, Русская, Печороморская, Аноргояхская, Нитчемью-

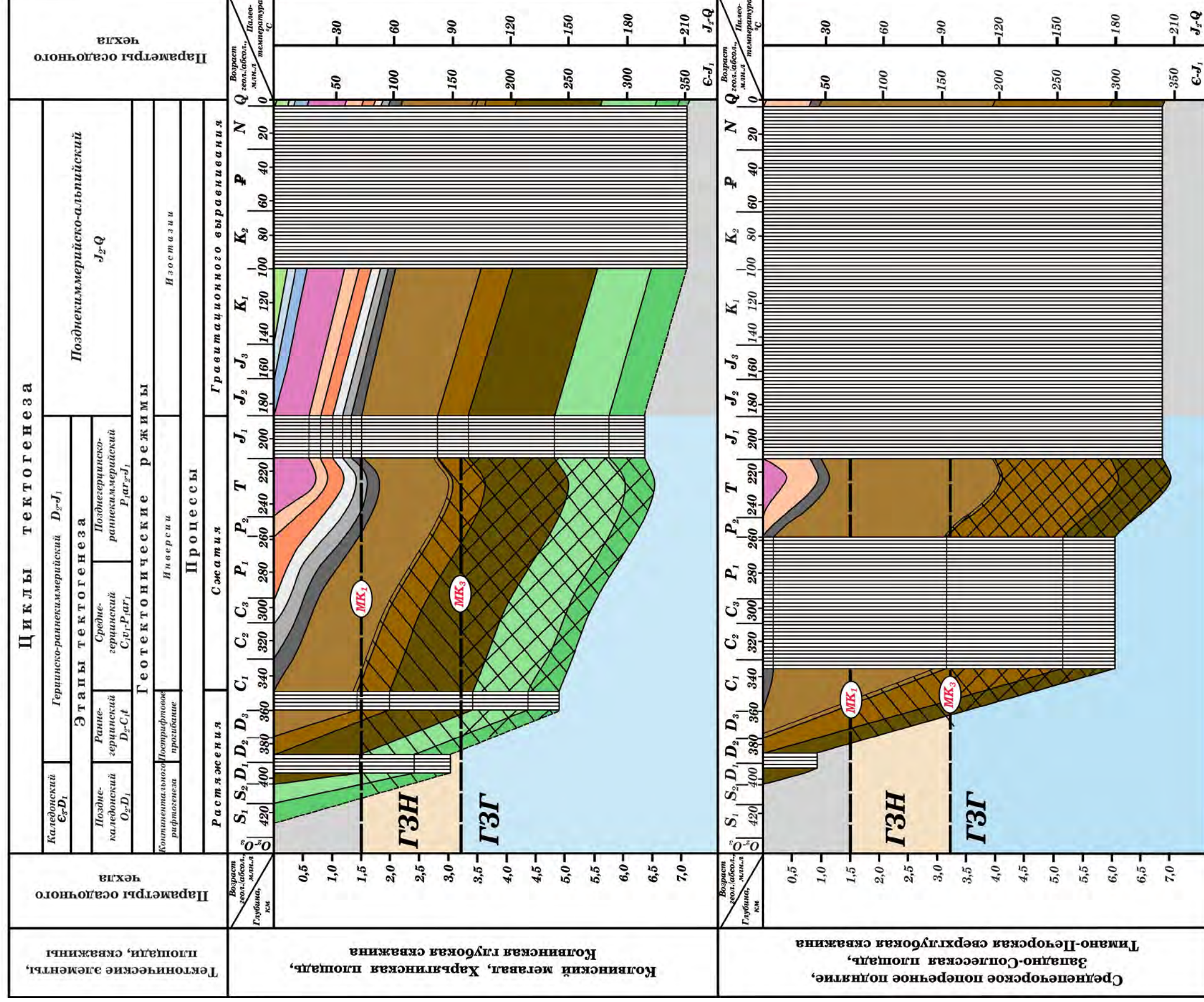
Рис. 30 Схема палеотектонических и термобарических условий формирования ЗНГН в поддоманиковых НГК Печоро-Колвинского авлакогена и прилегающих районов

Составила С.А. Лукова, 2013 г.

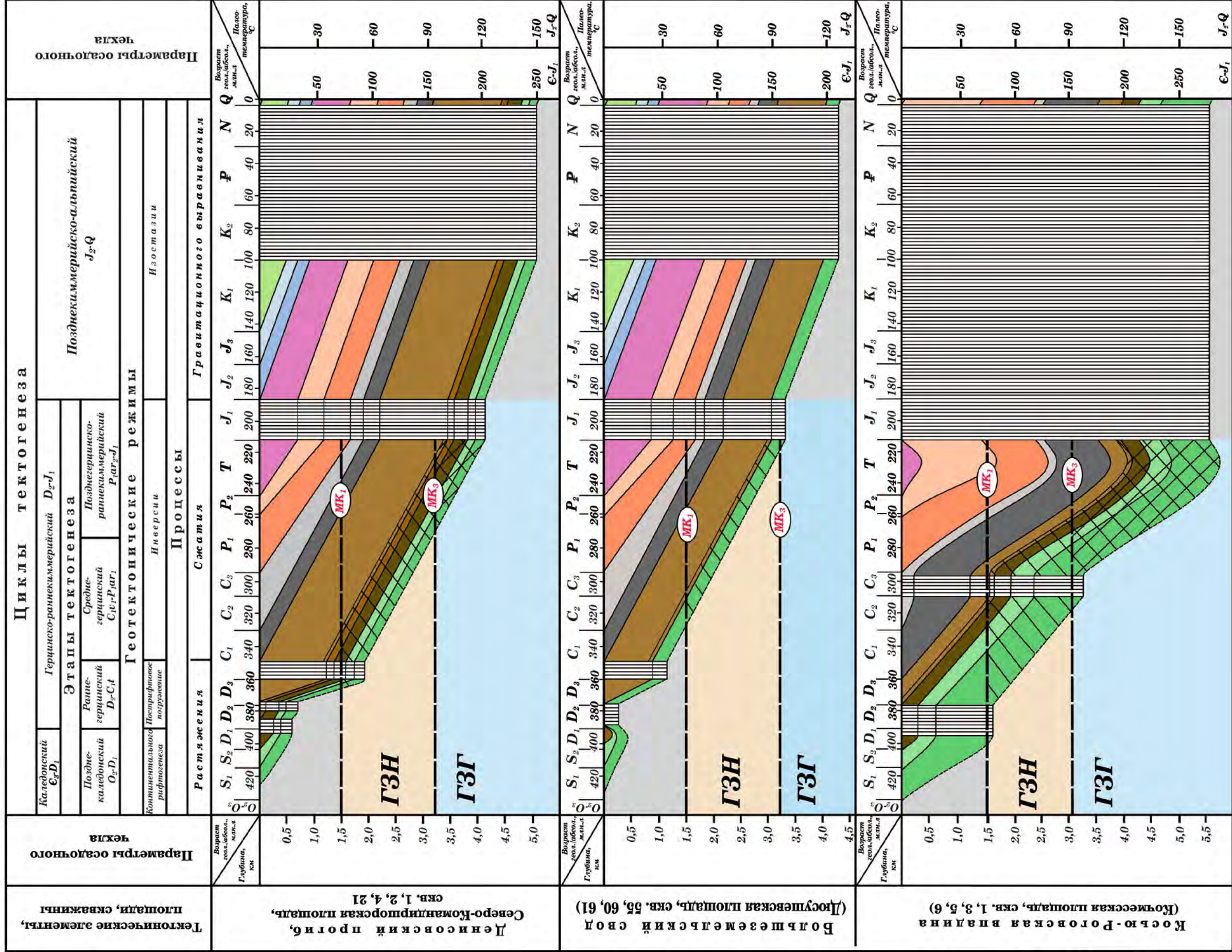
Использованы материалы Н.И. Тилмина, 1998 г. [68]; А.В. Ступаковой, 2001 г. [110];

Л.Т. Беляковой, В.И. Богацкого и др., 2008 г. [11]; Т.К. Баженовой и др., 2008 г. [5];

М.М. Богданова, Н.Г. Корюкиной, С.А. Луковой, 2010 г. [16]

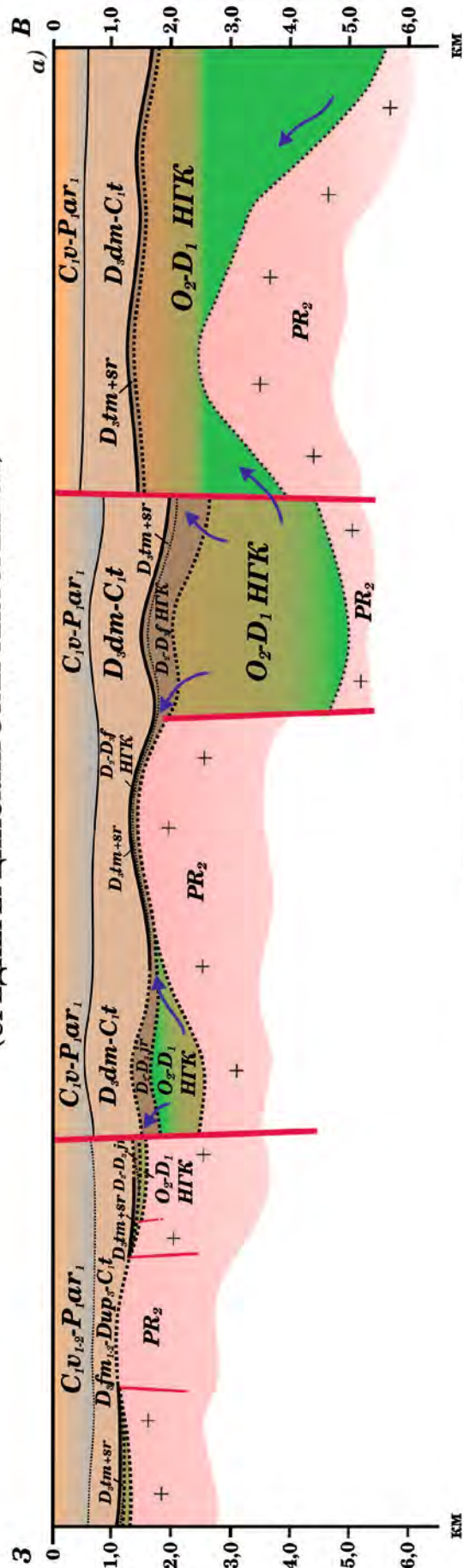


Продолжение рис. 30

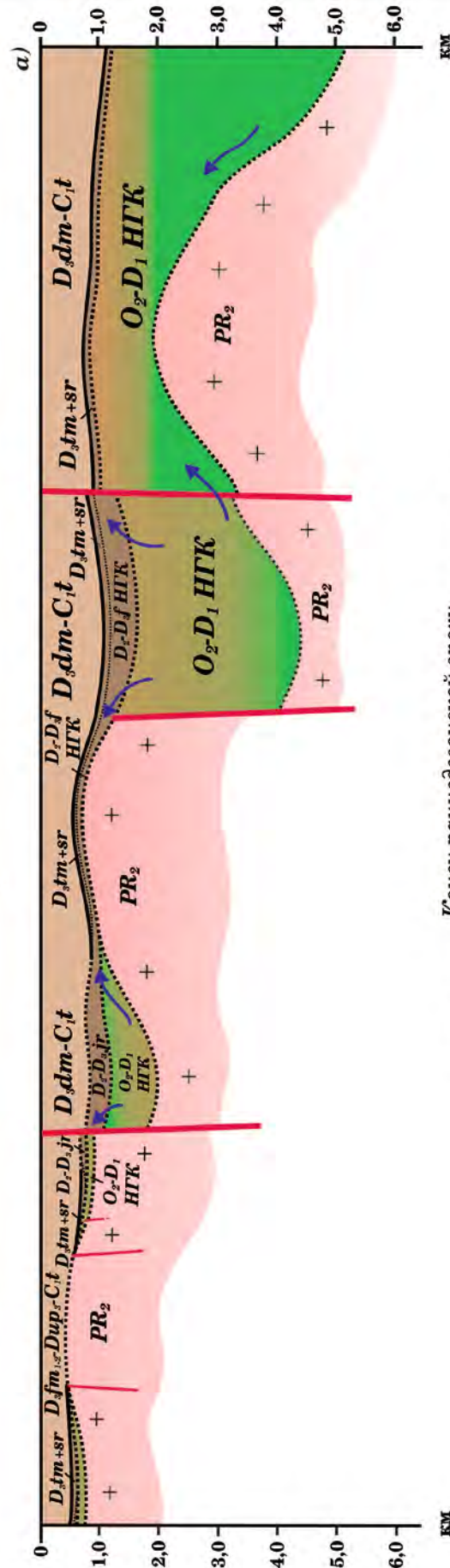


Малоземельско-Колтуевская моноклинали	Печоро-Колвинский авлакоген		Большеземельско-Печороморская антеклиза
Нарьян-Марская ступень	Денисовская структурная зона	Колвинский мегавал	Большеземельский палеосвод
Апортогоякское поднятие	Колоколоморский вал	Носовое поднятие	Ирейский вал
			Вал Трессы-Титова

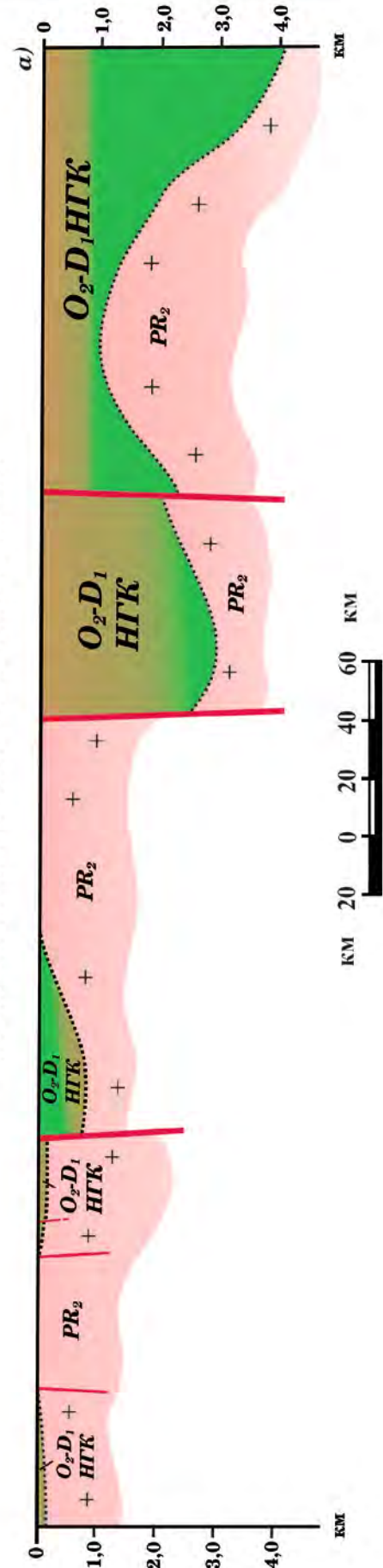
Конец раннеарктического века
(СРЕДНЕГЕРЦИНСКИЙ ЭТАП ТЕКТОГЕНЕЗА)



Конец турнейского века
(РАННЕГЕРЦИНСКИЙ ЭТАП ТЕКТОГЕНЕЗА)



Конец раннедевонской эпохи
(ПОЗДНЕКАЛЕДОНСКИЙ ЭТАП ТЕКТОГЕНЕЗА)



Условные обозначения

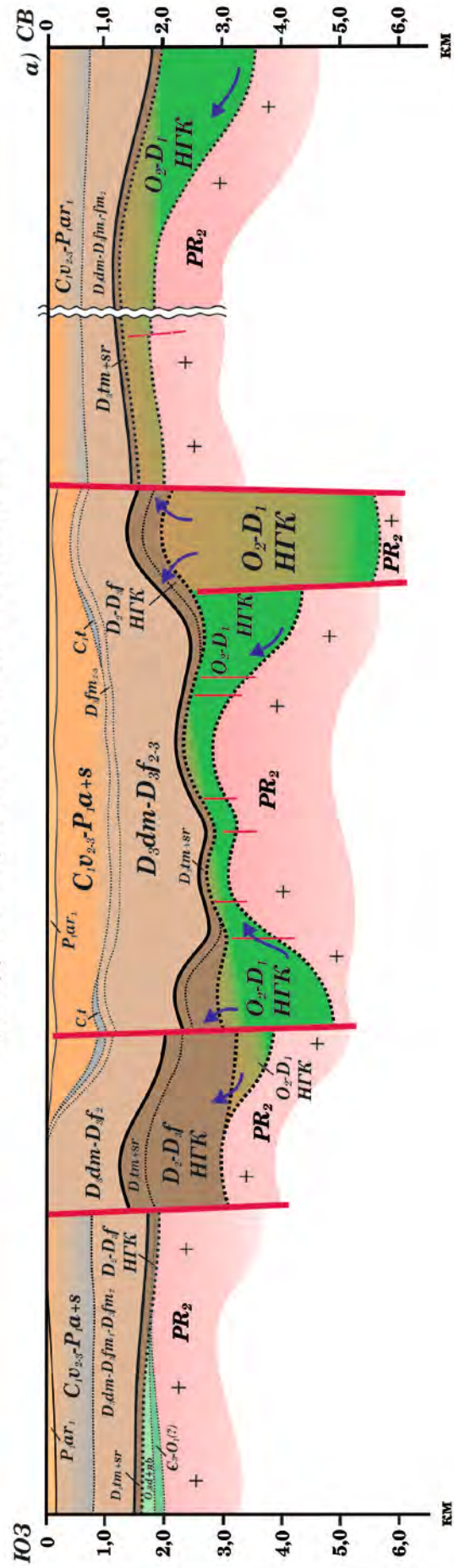


1-3 - границы: 1 - геологические согласные; 2 - геологические несогласные; 3 - главной зоны нефтеобразования и верхняя главной зоны газообразования; 4 - дизъюнктивные нарушения различного времени проявления: Пр.С. - Припечорской системы, ШЮ - Шапкина-Юрьянский, ЗК - Западно-Колвинский, ВК - Восточно-Колвинский, ГЗ - Главная западноуральский, 5 - залежи УВ: а - нефтяные, б - газоконденсатные; 6 - направление миграции УВ; 7 - скважины и их забой, м

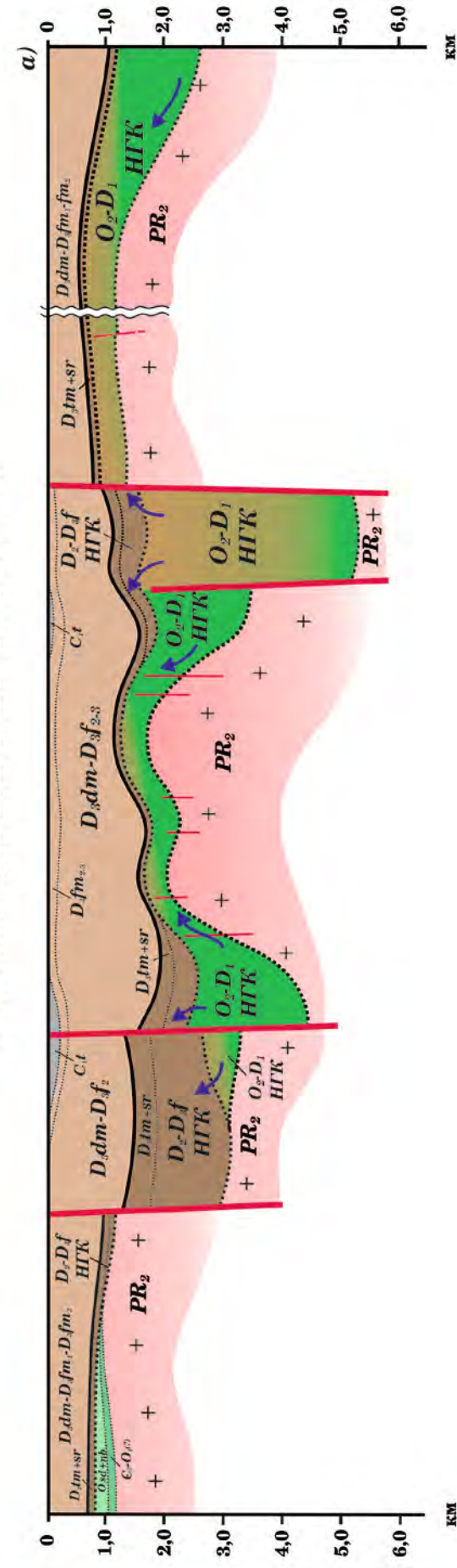
Продолжение рис. 32

Ижма-Печорская синеклиза	Печоро-Колвинский авлакоген		Большеземельско-Печороморская антеклиза	
	Печоро-Колвинский авлакоген	Печоро-Колвинский метавал	Денисовская структурная зона	Колвинский метавал
	Ижма-Печорской синеклизы	Лебединский вал	Пашань-Юрьянский вал	Харьятинский вал
Печоро-Колвинский авлакоген		Денисовский вал	Лодминско-Командиргорский вал	Сандийское поднятие

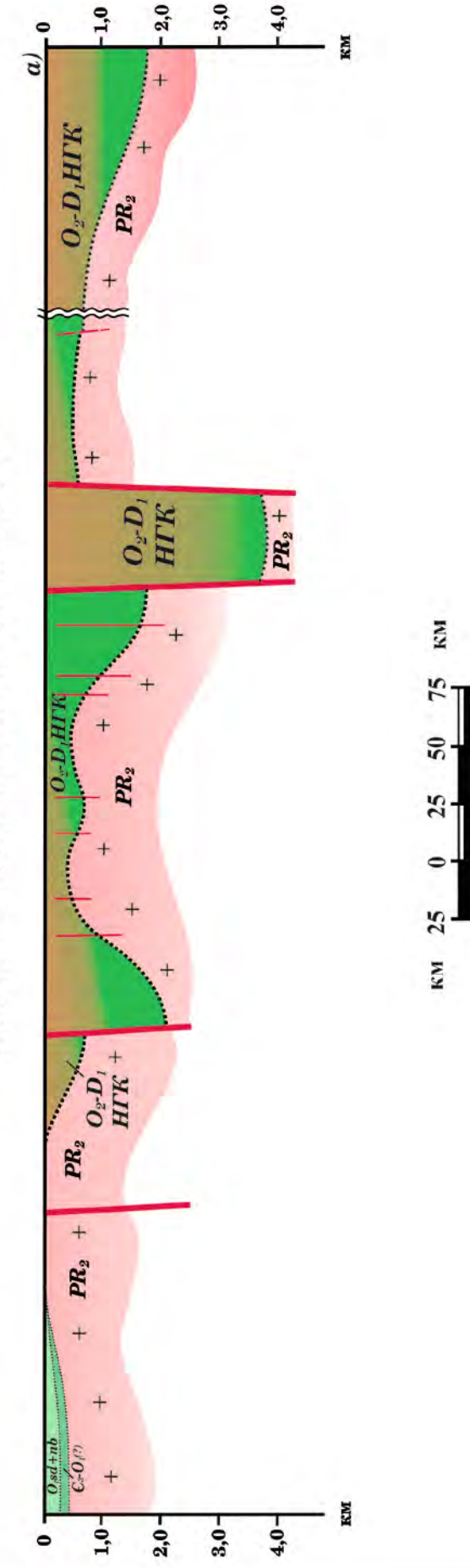
Конеч раннеартинского века
(СРЕДНЕГЕРЦИНСКИЙ ЭТАП ТЕКТОГЕНЕЗА)



Конеч турнейского века
(РАННЕГЕРЦИНСКИЙ ЭТАП ТЕКТОГЕНЕЗА)



Конеч раннедевонской эпохи
(ПОЗДНЕКАЛЕДОНСКИЙ ЭТАП ТЕКТОГЕНЕЗА)



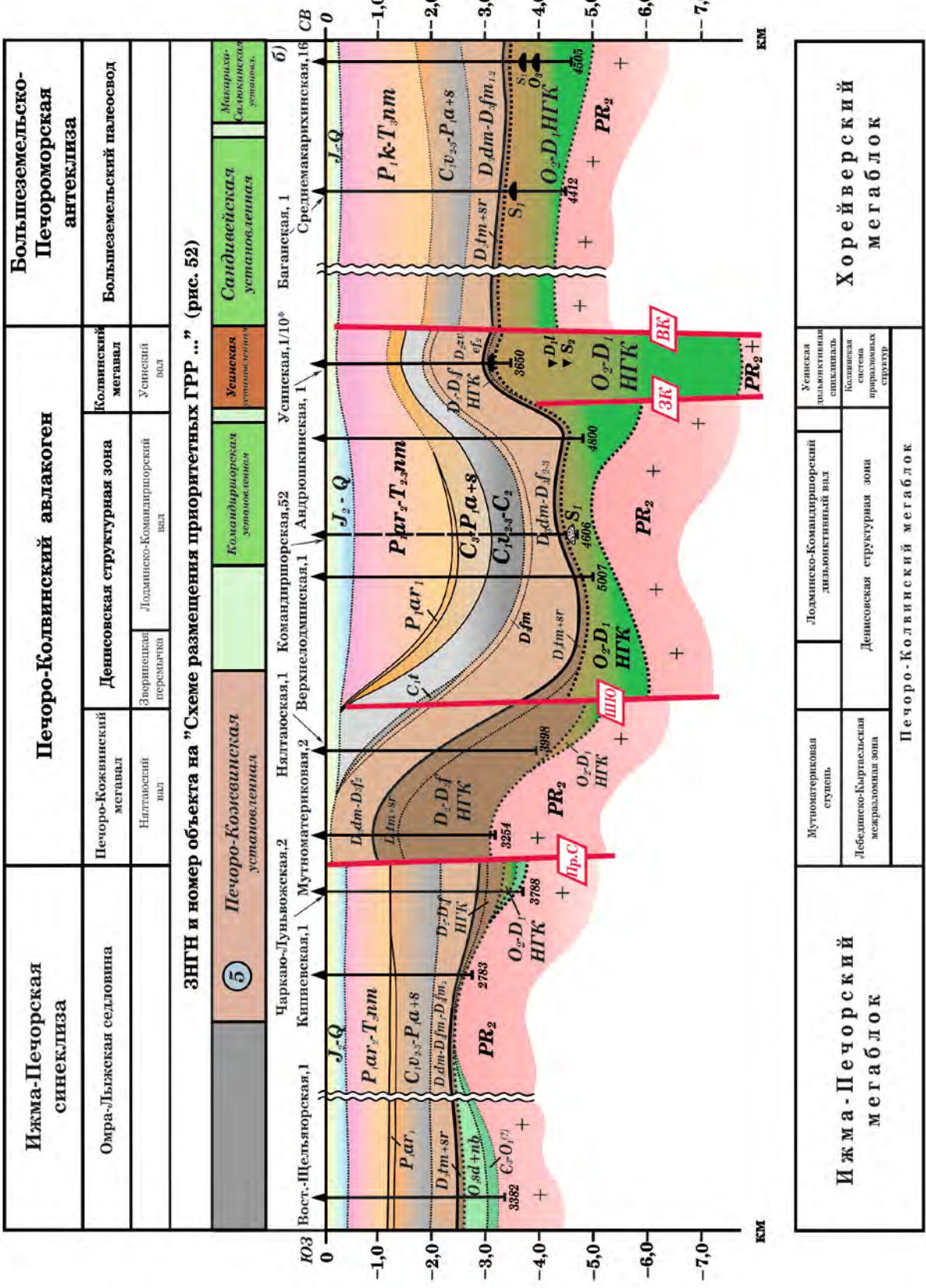
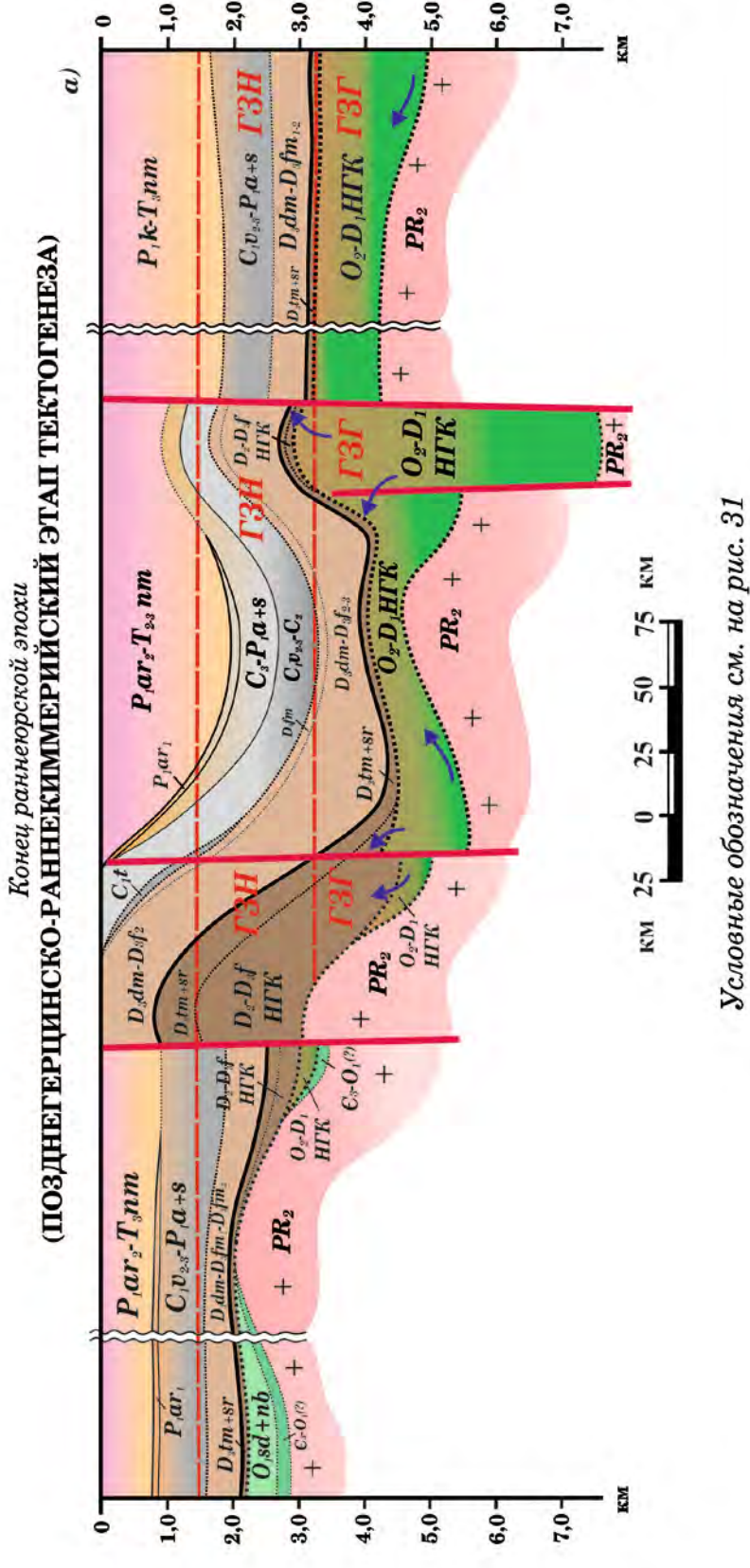


Рис. 33 Пространственно-временная модель формирования (а) и современного размещения (б) зон нефтегазоаккумуляции в поддоманиковых НГК Печоро-Колвинского авлакогена и прилегающих районов по линии профиля III-III (линия профиля на рис. 28)

Составила С.А. Лукова
2014 г.



Сынинская). Небольшие залежи УВ могли сформироваться и сохраниться лишь в наиболее погруженных частях очагов нефтегазообразования под зональными или локальными флюидоупорами на значительном по вертикали расстоянии от поверхности размыва.

Из Печоро-Кожвинского палеограбенного прогиба при благоприятных условиях миграции (углы наклона проводящих толщ 5-10 м/км) на прилегающие положительные структурные формы УВ поступить не могли из-за низкого генерационного потенциала НГМГ карбонатных среднеордовикско-нижнедевонских отложений и недостаточности их прогрева (рис. 28). При мощности нижнепалеозойских отложений 1,5-2,0 км НГМГ не достигли ГЗН в достаточном объеме.

Размыв отложений среднеордовикско-нижнедевонского НГК обозначил и позитивную его роль в создании геологических предпосылок для формирования ЗНГН. Положительная роль размывов выразилась в образовании вторичных коллекторов путем их выщелачивания в зонах гипергенеза [64]. Установлено, что основные зоны развития вторичных коллекторов приурочены к приподнятым структурам - Лодминско-Командиршорской, Денисовской, Носовой, Сандивейской, Макариха-Салюкинской и другим.

Значительный вклад в создание зональных предпосылок для формирования ЗНГН внес перерыв в осадконакоплении позднекаледонского этапа тектогенеза в предсреднедевонскую эпоху (в предэмский век), обусловивший создание разновозрастного ложа (силур – нижний девон) для накопления отложений раннегерцинского этапа тектогенеза. О глубоком размыве отложений свидетельствует расчлененная поверхность среднеордовикско-нижнедевонского НГК Печоро-Колвинского авлакогена и прилегающих районов (рис. 34, 35). Так, в центральной части авлакогена на дневную поверхность выходили отложения нижнего силура, в северной – породы фундамента. В пределах восточного обрамления авлакогена зафиксированы выходы отложений нижнего силура, западного – нижнего

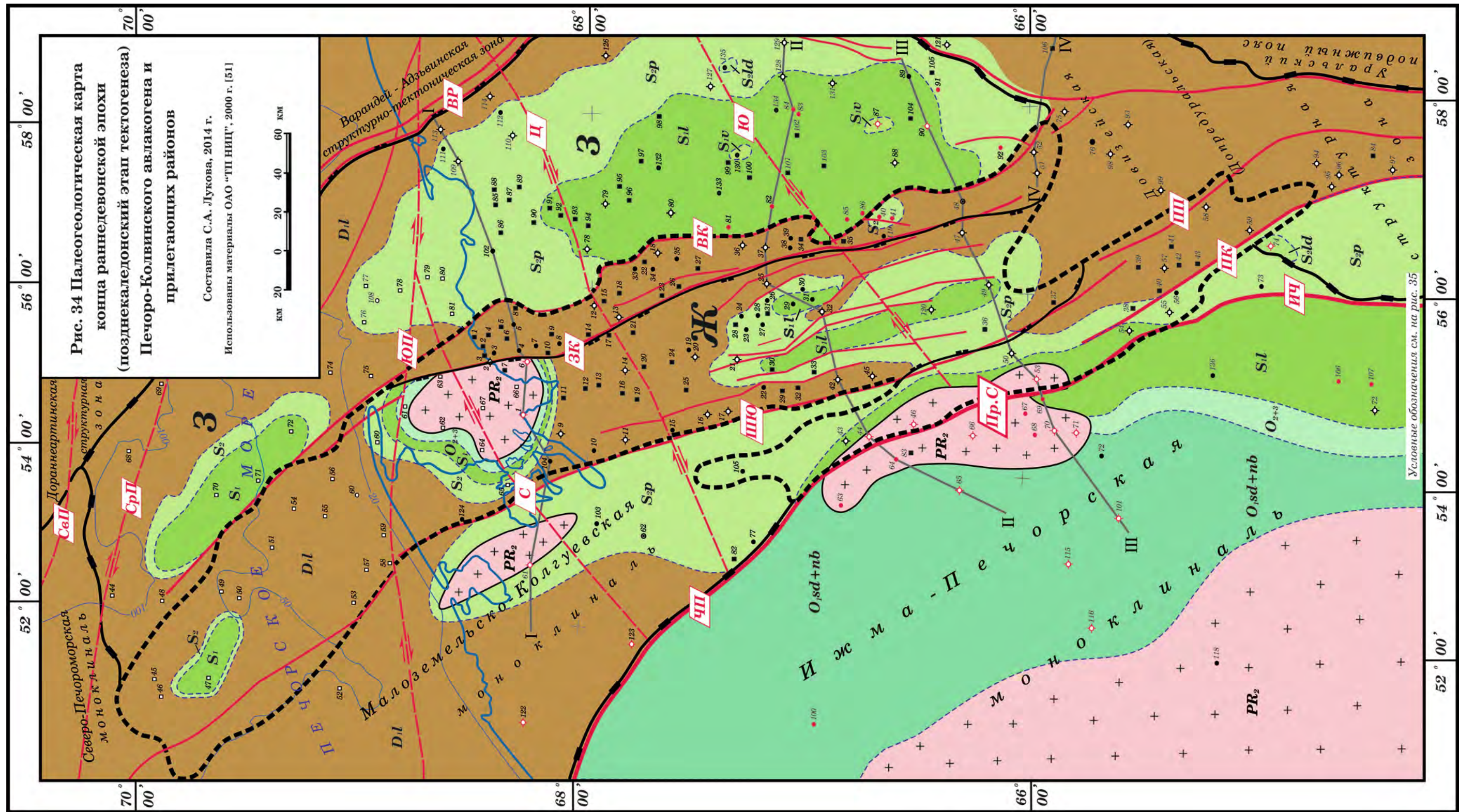


рис. 35 Условные обозначения
к «Палео- и современной геологическим картам» (рис. 34, 38, 42, 45, 46)

Выход на дневную поверхность отложений:

K_a+al	Меловой системы (нижнего отдела) аптского и альбского ярусов (нерасчлененные)	D_{fn}	фаменского яруса верхнего отдела
K_{nk}	неокома	D_{f_2}	среднего подъяруса франского яруса нижнего отдела
J_v	Юрской системы волюжского яруса верхнего отдела	D_l	лохковского яруса нижнего отдела
J_k	киммериджского яруса верхнего отдела	S_p	Силурийской системы пржидольского яруса нижнего отдела
J_a-J_{bt}	ааленского и батского ярусов (нерасчлененные) верхнего отдела	S_{ld}	лудловского яруса нижнего отдела
$T_{2,3bs}$	Триасовой системы верхнего и среднего отделов (нерасчлененные) (большесынинская свита)	S_2	верхнего отдела (нерасчлененные)
$T_{2,3nm}$	верхнего и среднего отдела (нерасчлененные) (нарьянмарская свита)	S_1, P_2	нижнего отдела силурийской системы - верхнего отдела пермской системы (нерасчлененные)
T_{an}	верхнего отдела (ангуранская свита)	S_{lv}	венлокского яруса нижнего отдела
T_{cb}	нижнего отдела (чаркабожская свита)	S_l	лландоверийского яруса нижнего отдела
P_{st}	Пермской системы татарского яруса верхнего отдела	S_1	нижнего отдела (нерасчлененные)
P_{2u+kz}	уфимского и казанского ярусов (нерасчлененные) верхнего отдела	$O_{2,3}$	Ордовикской системы верхнего и среднего отделов (нерасчлененные)
P_2	верхнего отдела (нерасчлененные)	O_{sd+nb}	нижнего отдела (седельская и нибельская свиты) (нерасчлененные)
P_{1ar_1}	нижнего подъяруса аргтинского яруса нижнего отдела	$+PR_2+$	пород верхнепротерозойского фундамента
P_{1a+s}	ассельского и сакмарского ярусов (нерасчлененные) нижнего отдела		граниты, гранодиориты, плагиограниты
P_1	нижнего отдела (нерасчлененные)		габбро, габбро-нориты, габбро-диориты, габбро-диабазы
C_3	Каменноугольной системы среднего отдела (нерасчлененные)		границы распространения разновозрастных отложений
C_s	серпуховского яруса нижнего отдела		
C_t	турнейского яруса нижнего отдела		
D_{2T_1}	Девонской системы верхнего отдела девонской системы - нижнего отдела триасовой системы (нерасчлененные)		
D_{dz}	дзержинского надгоризонта верхнего отдела		
D_{up}	усть-печорского горизонта фаменского яруса верхнего отдела		
D_{el}	елецкого горизонта фаменского яруса верхнего отдела		
D_{zd}	задонского горизонта фаменского яруса верхнего отдела		

ордовика и пород верхнепротерозойского фундамента. О продолжавшемся напряженном состоянии геотектонического режима в конце позднекаледонского этапа тектогенеза свидетельствует проявление сдвиговых деформаций, разделявших геологическое пространство карбонатного среднеордовикско-нижнедевонского НГК на 5 сегментов (рис. 34).

Необходимо отметить, что геологи придают палеогеологическим картам большое значение. Известный геолог-нефтяник А.И. Леворсен образно определяет значение палеогеологических карт таким образом: «Палеогеологическая карта какой-либо поверхности несогласия – это вспышка света, озаряющая прошлое, проникающая в геологическую историю определенной площади. Она отображает перерыв, зияние в последовательном ходе геологической истории, рубеж, часто означающий конец одного природного события и начало следующего и поэтому служащий исходным моментом для исследования» [40].

Высокая расчлененность карбонатного среднеордовикско-нижнедевонского НГК, а также другие геологические события (деформации растяжения, сдвига, сжатия), произошедшие на протяжении позднекаледонского этапа тектогенеза не повлияли на наклон региональных структур Печоро-Колвинского авлакогена, как и всей Тимано-Печорской плиты. Наклон региональных структур к завершению позднекаледонского этапа тектогенеза остался по-прежнему восточным, унаследованным от рельефа поверхности фундамента, в сторону Уральского подвижного пояса.

Раннегерцинский этап тектогенеза характеризуется образованием над карбонатным среднеордовикско-нижнедевонском НГК двух структурных подэтажей - среднедевонско-яранского и джьерско-турнейского (табл. 19). Среднедевонско-яранские отложения нижнего подэтажа и джьерские, тиманские, саргаевские – верхнего подэтажа составляют среднедевонско-франский терригенный НГК, характеристика которого представлена в разделе 2.2.

Верхняя часть джьерско-турнейского (доманиково-турнейская) подэтажа

соответствует условиям образования над поддоманиковыми НГК относительно глубоководной доманиковой впадины с биогермными образованиями [96].

Характерной особенностью распространения этих биогермных образований, является независимость от простираций Печоро-Колвинского авлакогена, Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны и других тектонических элементов Тимано-Печорской плиты [15, 16, 96]. Мощность среднефранско-турнейских отложений в пределах Печоро-Колвинского авлакогена составляет 2,0-2,5 км. Формационный облик отложений доманиково-турнейского возраста, включающих шельфовую, рифогенную, глубоководную и толщи заполнения субформации - терригенно-карбонатный мелководно-морской (табл. 19).

Раннегерцинский этап тектогенеза уникален тем, что при возобновлении процесса растяжения земной коры при режиме прогибания образовалось мозаичное строение разреза поддоманиковых отложений [18]. Суть мозаичного строения разреза состоит в том, что в результате зональных и локальных размывов отложений в раннеэйфельский век и в предтиманское время, произошло в одном случае налегание терригенных среднедевонско-франских отложений на сформировавшуюся в позднекаледонский этап тектогенеза разновозрастную поверхность карбонатного среднеордовикско-нижнедевонского НГК. В другом - над карбонатным среднеордовикско-нижнедевонском НГК была сформирована только тиманско-саргаевская монохронная² покрывка (рис. 36). Необходимо отметить, что в отдельных районах зафиксировано отсутствие тиманско-саргаевской покрывки (северо-запад Печоро-Колвинского авлакогена, юг Малоземельско-Колгуевской моноклинали) (рис. 37).

К концу раннегерцинского этапа (турнейский век) тектогенеза НГМГ среднеордовикско-нижнедевонского НГК находились в ГЗН за исключением

² Моно - (от греческого *monos* - один, единый, единственный) - первая составная часть сложных слов, означающая «одно», «едино». Советский энциклопедический словарь. Из-во «Советская энциклопедия», М., 1980 г., стр. 837.

южной части Денисовской структурной зоны и Большеземельского свода. В пределах Колвинского и Шапкина-Юрьяхинского палеопрогибов подошва отложений среднеордовикско-нижнедевонского возраста вошла в главную зону газообразования (ГЗГ) (рис. 30, 31, 32, 33). К завершению раннегерцинского этапа тектогенеза миграция УВ осуществлялась из погруженных участков Печоро-Колвинского авлакогена в направлении унаследованных от деформаций поверхности фундамента палеовалов Денисовской структурной зоны, Большеземельского свода, Возейского, Инзырейского, Аноргояхского и Русского поднятий. Углы наклона проводящих УВ толщ составляли 8-15 м/км (рис. 36, 37).

НГМГ среднедевонско-франского НГК в северной и центральной частях Колвинского палеопрогиба (Ярейюско-Харьягинская палеовпадина) пересекли верхнюю границу ГЗН. В пределах Шапкина-Юрьяхинского и Печоро-Кожвинского палеопрогибов НГМГ находились в ГЗН (рис. 30, 31, 32, 33).

На активную генерацию УВ в карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском НГК мог оказать усиленный тепловой поток в результате проявления базальтового вулканизма в конце живетского – начале франского веков [10]. На региональную же дислоцированность отложений внедрение базальтовой лавы не оказало значительного влияния. Так, например, по данным изучения разрезов терригенного девона Тимана, установлено, что в местах прорыва базальтов породы интенсивно дислоцированы, раздроблены, трещиноваты, окварцованы. В самом базальтовом теле встречаются конкреции агатов и кристаллы аметистов. Контакт между изверженными образованиями и запрокинутыми под углом $60-70^{\circ}$ осадочными породами носит явно выраженный дизъюнктивный характер. При удалении от места внедрения базальтовой лавы всего лишь на 2-3 км осадочные породы приобретают спокойное субгоризонтальное залегание. В них не наблюдается трещин, выполненных вторичными минералами [58].

По данным геолого-геохимической информации источником УВ в терригенном среднедевонско-франском НГК в период времени

соответствующий раннегерцинскому этапу тектогенеза могли быть и НГМГ карбонатного среднеордовикско-нижнедевонского возраста [44].

Таким образом, важнейшим геологическим итогом раннегерцинского этапа тектогенеза явилось перекрытие различных по возрасту поддоманиковых НГК (среднеордовикско-нижнедевонского и среднедевонско-франского) надежной региональной покрывкой, но только одного возраста (монокронной) – тиманско-саргаевского. Эти особенности распространения отложений поддоманиковых НГК в конце турнейского века привели к образованию единой гидродинамической системы в отдельных районах Тимано-Печорской провинции [66]. Единая гидродинамическая система, сложенная карбонатными отложениями среднеордовикско-нижнедевонского НГК, терригенными среднедевонско-джьерскими и перекрытая надежной тиманско-саргаевской покрывкой, установлена и прогнозируется на севере Печоро-Колвинского авлакогена, в Малоземельско-Колгуевской моноклинали, в отдельных районах Ижма-Печорской синеклизы, в Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне, в Предуральском прогибе и Припайхойско-Приюжноновоземельском мегапрогибе [18]. Данное утверждение подтверждается следующей геолого-геохимической информацией:

- близостью физико-химических свойств нефтей карбонатного среднеордовикско-нижнедевонского и терригенного среднедевонско-франского НГК и их отличие от тиманско-саргаевских (табл. 20);
- идентичностью изотопного состава углерода нефтей среднедевонско-франского и среднеордовикско-нижнедевонского НГК [11];
- развитием интенсивной трещиноватости на контакте терригенных и карбонатных отложений, обусловленной сдвиговыми деформациями.

Залежи УВ вследствие отсутствия над карбонатными отложениями среднего ордовика – нижнего девона надежной покрывки могли сформироваться практически только в среднедевонско-джьерских образованиях вышележащего НГК. Однако, в карбонатном НГК залежи УВ могли аккумулироваться, но только под внутрикомплексными

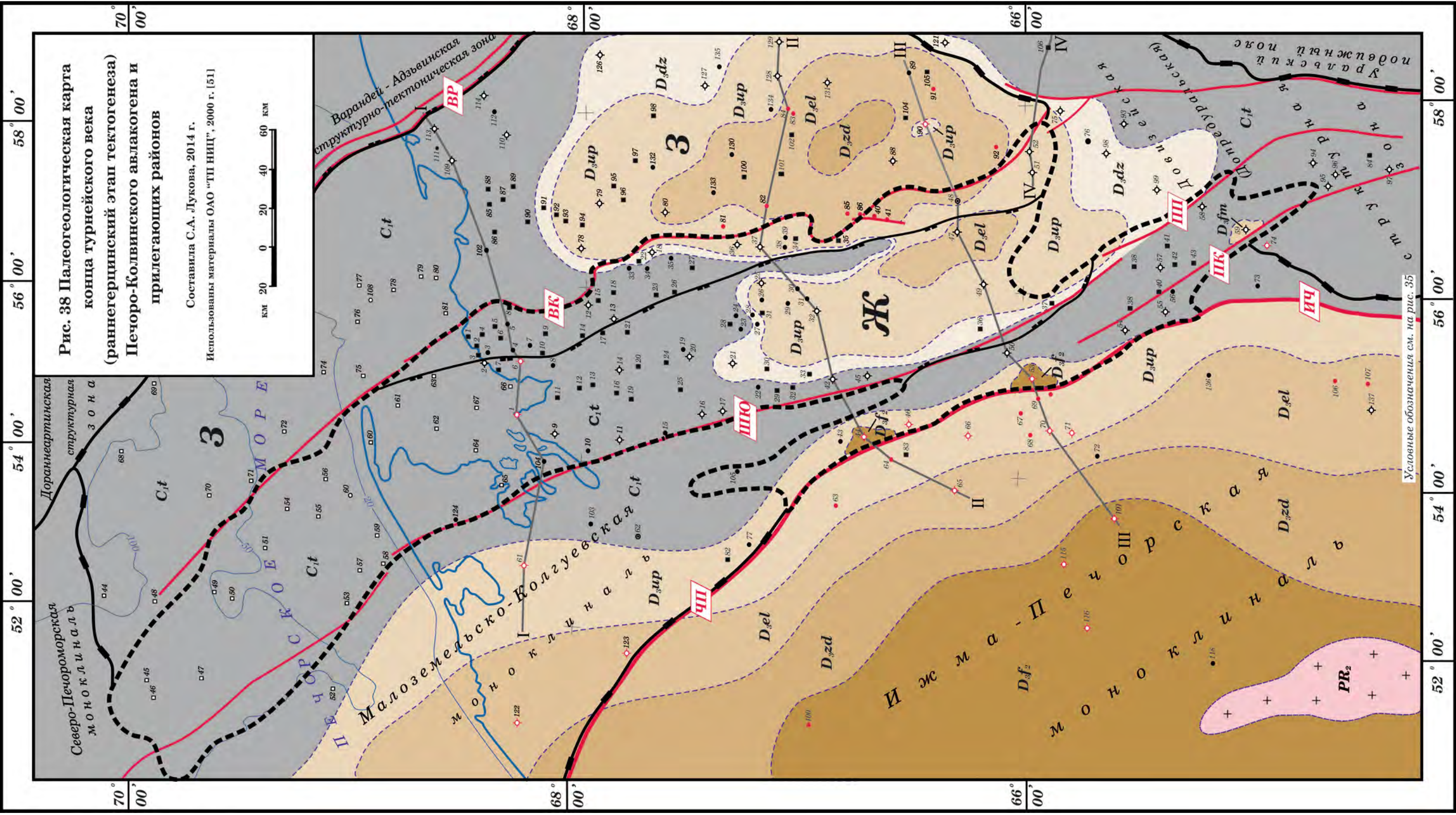
флюидоупорами зонального и локального распространения сульфатно-карбонатного или глинисто-карбонатного состава. Формирование небольших скоплений нефти и газа в самих тиманско-саргаевских отложениях (покрышки) (Южно-Кыртаельское, Северо-Югидское, Северо-Кожвинское, Турчаниновское, Лузское, Боровое, Седьягинское и другие месторождения) происходило путем отжатия генерированных УВ из НГМГ в песчаные линзы [28].

Таблица 20

Характеристика нефтей карбонатного среднеордовикско-нижнедевонского и терригенного среднедевонско-франского НГК Печоро-Колвинского авлакогена и прилегающих районов [90]

Площадь	Возраст отложений, литология	Плотность, г/см ³	Вязкость в пластовых условиях, мПа*с	Содержание, %		
				Сера	Пара- фин	Смолы и асфальтены
Печоро-Колвинский авлакоген:						
1. Возейская	D ₃ dzt _{терр.}	0,829	0,62	0,3	8,53	3,88
	D ₂ st _{терр.}	0,834	0,62	0,22	3,4	4,5
	D ₂ ef _{терр.}	0,825	0,93	0,1	6,82	4,02
	D ₁ карб.	0,843	2,10	0,14	3,34	8,8
2. Южно- Лыжская	D ₂ ef _{терр.}	0,834	2,3	0,30	25,9	8,7
3. Южно- Кыртаельская	D ₃ tm+sr _{терр.}	0,827	0,95-1,30	0,29	8,48-15,9	5,87-7,1
	D ₂ st _{терр.}	0,829	0,95	0,38	8,48	7,1
Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона:						
1. Западно- Леккейягинская	D ₃ tm _{терр.}	0,868	17,2	0,55	4,73	18,47
	D ₂ терр.	0,876	18,4	0,77	11,3	13,31
	D ₁ lкарб	0,875	6,86	0,73	6,68	13,32
2. Тобойско- Мядсейская	D ₃ tm _{терр.}	0,844	1,54	0,57	4,0	7,0
	D ₂ ef _{терр.}	0,877	9,84	0,7	7,29	15,51
	D ₁ lкарб.	0,851	0,77-3,50	0,47	6,45	9,94
3. Седьягинская	D ₃ tm+sr _{терр.}	0,866	6,6	0,6	7,29	16,61

В конце турнейского века дневная поверхность Печоро-Колвинского авлакогена и его обрамления выглядела слабо расчлененной (рис. 38). На значительной части рассматриваемой территории на дневную поверхность выходили отложения турнейского возраста нижнего карбона. В центре и по обрамлению авлакогена на дневной поверхности зафиксированы выходы более древних пород - позднедевонского возраста. Слабая расчлененность дневной поверхности свидетельствует о более спокойном режиме тектогенеза

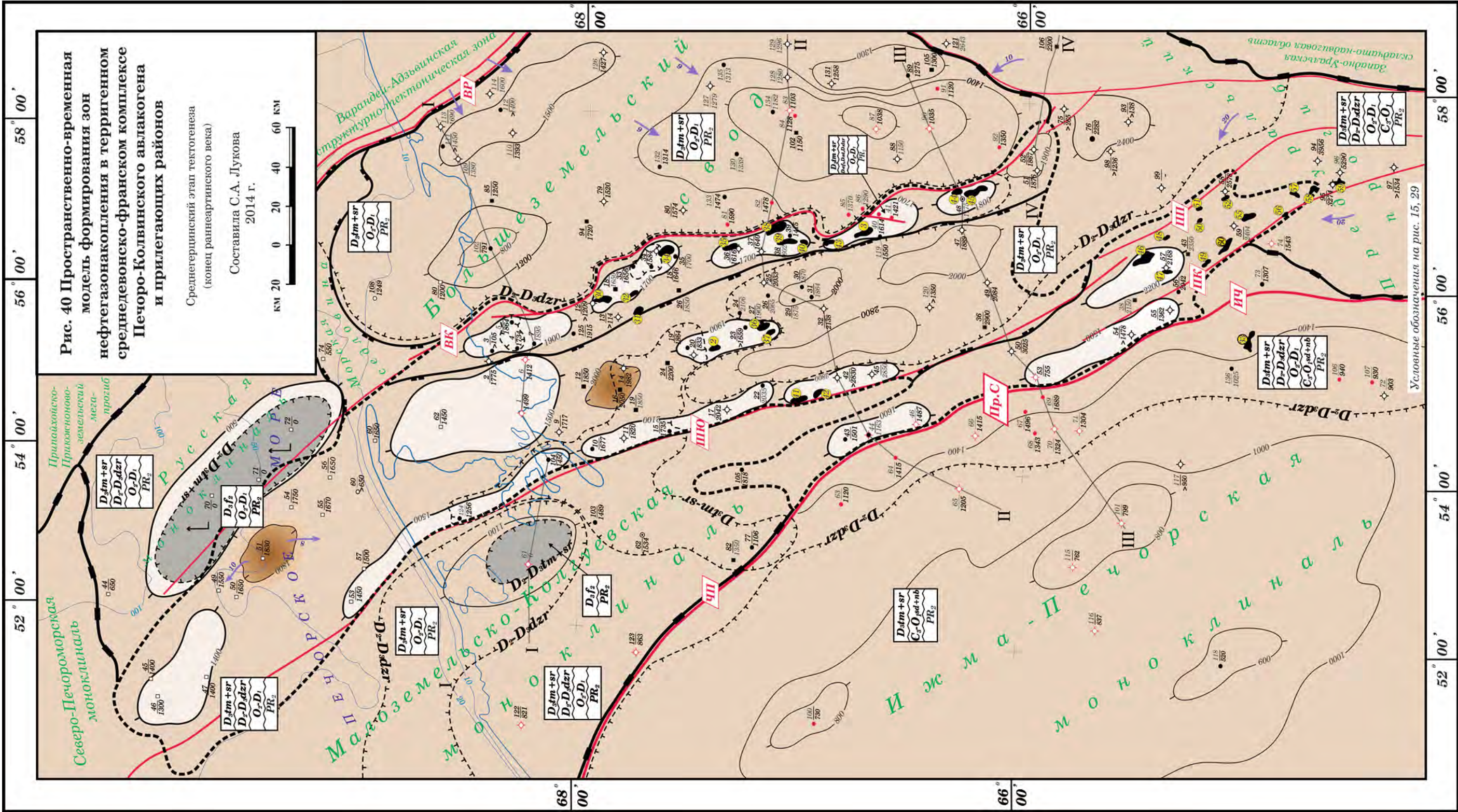


в раннегерцинский этап по сравнению с позднекаледонским.

Среднегерцинский этап тектогенеза (визейский век - раннеартинский век) проявился образованием структурного подэтажа, в строении которого принимают участие отложения визейского, серпуховского ярусов нижнего карбона; среднего, верхнего карбона; ассельского, сакмарского и нижней части артинского ярусов нижней перми. Суммарная мощность отложений слагающих структурный подэтаж 400-600 м. Формационный облик отложений, образующих структурный подэтаж снизу вверх: угленосно-терригенный и преимущественно карбонатный мелководно-морской и лагунно-морской (сульфатно-доломитовая и органогенных построек субформации) (табл. 19).

В среднегерцинский этап тектогенеза при инверсионном геотектоническом режиме в процессе сжатия земной коры происходила кардинальная перестройка структурного плана Тимано-Печорской плиты, обусловленная орогенными явлениями на Урале, что стало важнейшим геологическим событием в истории формирования ЗНГН. Вдоль крупных разломов Припечорской системы, Западно- и Восточно-Колвинских, Шапкина-Юрьяхинского, Варандейского сформировались новые положительные структурные формы - Ярейюская, Харьягинская, Усинская, Леккерская, Шапкина-Юрьяхинская, Требса-Титова и разделяющие их перемычки и небольшие синклинали. В пределах Печоро-Кожвинского мегавала образовались с севера на юг – Лебединское, Мутноматериновое, Лыжско-Кыртаельское поднятия. В течение раннеартинского века между Колвинским и Печоро-Кожвинским мегавалами в вышележащих отложениях наметился Денисовский прогиб. В центре и на востоке региона контуры существовавших ранее положительных структурных форм по разновозрастной поверхности среднеордовикско-нижнедевонского и терригенного среднедевонско-франского НГК изменились незначительно (рис. 39, 40).

Конец раннеартинского века ознаменовался вступлением в ГЗГ НГМГ среднего ордовика – нижнего девона в пределах всего Колвинского мегавала,



Шапкина-Юрьяхинского вала и на гряде Чернышева Предуральского прогиба (рис. 30, 31, 32, 33, 41). В Денисовской структурной зоне НГМГ в полном объеме (нижний, верхний силур, нижний, средний, верхний девон) находились в ГЗН и только в ее южной части подошва отложений среднего ордовика-нижнего девона пересекла ГЗГ. НГМГ терригенного НГК находились в ГЗН на Колвинском мегавале. В пределах Печоро-Кожвинского мегавала подошва терригенного НГК пересекла границу ГЗГ.

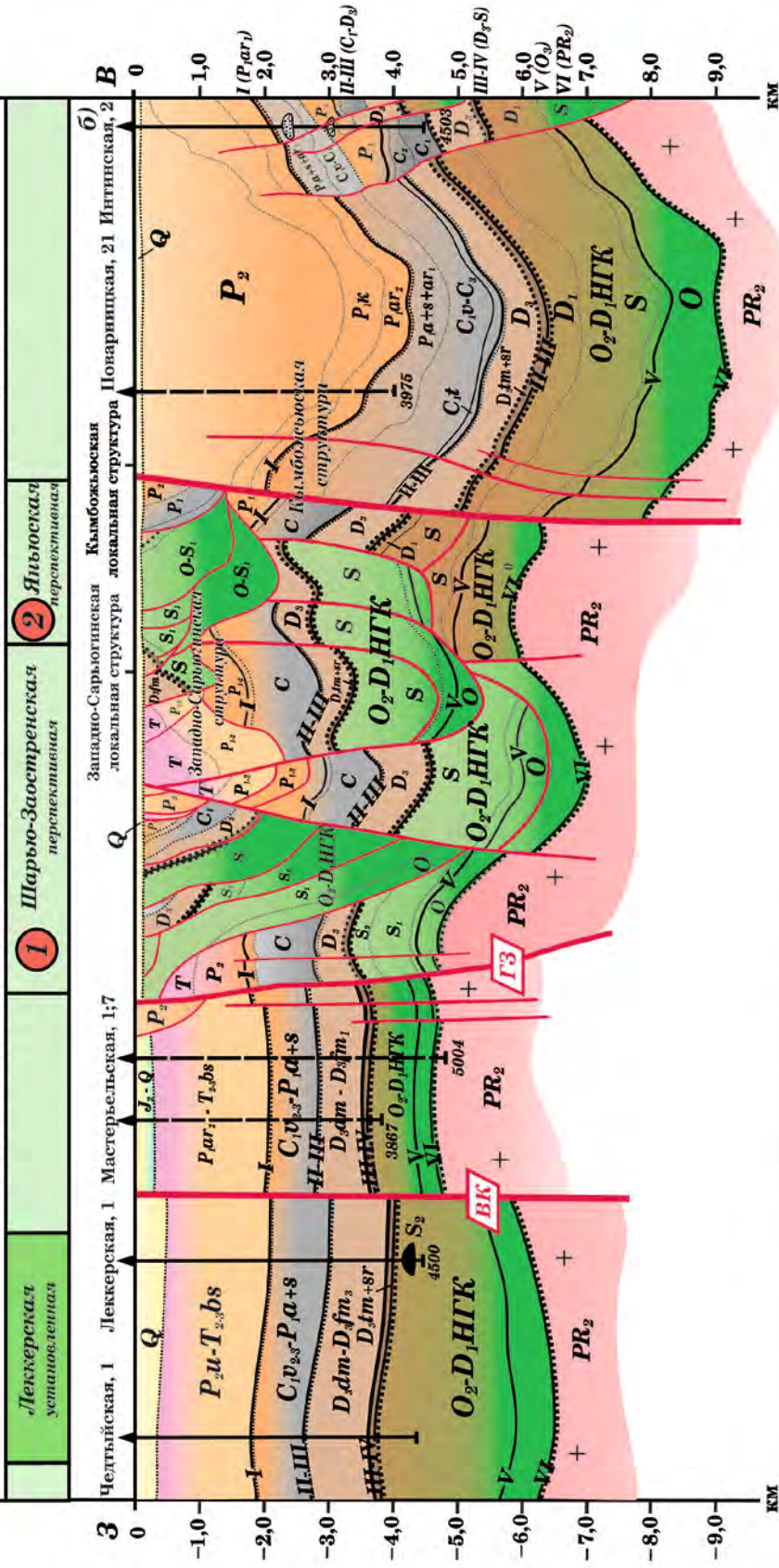
Миграция УВ в анализируемый период времени была направлена по прежнему, как и в раннегерцинский этап тектогенеза, на валы унаследованные от деформаций поверхности фундамента, а также на новообразованные (инверсионные) структурные формы. В благоприятных условиях для аккумуляции УВ оставались структурные формы, образованные в пределах сдвиговых деформаций. Наклон проводящих УВ толщ достигал 15 и более м/км (рис. 39, 40).

В конце раннеартинского века дневная поверхность Печоро-Колвинского авлакогена и прилегающих районов в общем виде отразила структурную обстановку поддоманиковых НГК (рис. 42). Это выразилось в том, что вдоль крупных разломов на ряде участков проявились зональные формы, в ядре которых обнажены образования верхнего девона и нижнего карбона, на общем фоне выхода на дневную поверхность практически только артинских отложений нижней перми.

Позднегерцинско-раннекиммерийский этап тектогенеза (позднеартинский век – раннеюрская эпоха) проявился образованием структурного подэтажа, в строении которого принимали участие верхнеартинско-кунгурские, верхнепермские и триасовые отложения. Нижнеюрские отложения в пределах Печоро-Колвинского авлакогена и прилегающих районов отсутствуют. Суммарная мощность отложений, слагающих структурный подэтаж – 1000-1200 м. Формационный облик отложений - сероцветно-красноцветная терригенная континентально-морская моласса (лагунно-морская эвапоритово-угленосно терригенная, сероцветно-пестроцветно прибрежно дельтовая,

Печоро-Колвинский авлакоген	Большеземельско- Печороморская антеклиза	Предуральский прогиб	
Колвинский мегавал	Большеземельский палеосвод	Гряда Чернышева	Косью-Роговская впадина
Усинский вал	Синильярская депрессия	Шарью-Застренский блок	Яльоский блок

ЗНГН и номер объекта на "Схеме размещения приоритетных ГРР..." (рис. 52)



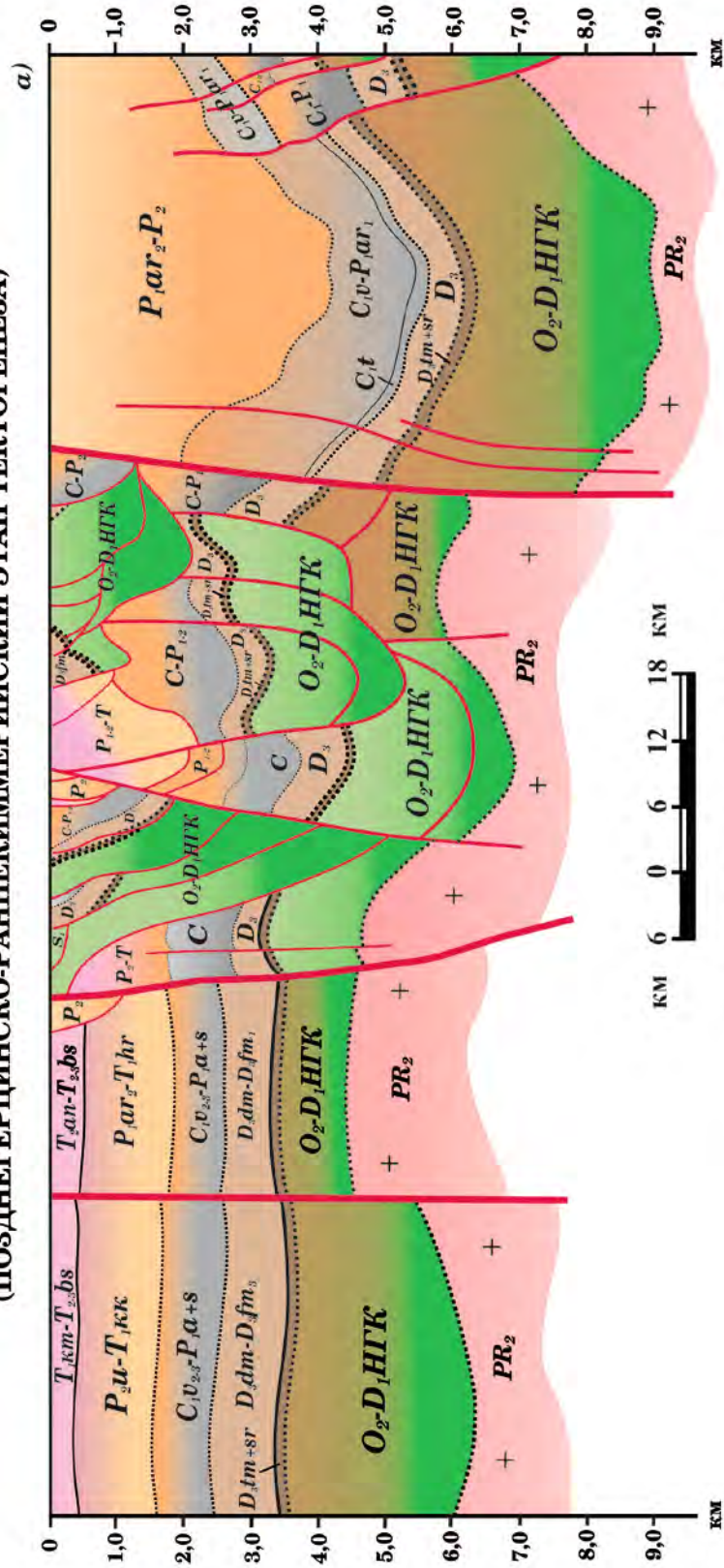
Усинская дизъюнктивная синклиналь	Сандивское подняние	Косьюская синклиналь	Косинский купол
Колвинская система приравловых структур	Большеземельский свод	Дизъюнктивная структура гряды Чернышева	Косью-Роговский блок
Печоро-Колвинский мегаблок	Хорейверский мегаблок	Мегаблок северного звена Предуральского прогиба	

Рис. 41 Пространственно-временная модель формирования (а) и современного размещения (б) зон нефтегазоаккумуляции в поддоманиковых НГК Печоро-Колвинского авлакогена и прилегающих районов по линии профиля IV-IV (линия профиля на рис. 28)

Составила С.А. Лукова
2014 г.

Использованы материалы сейсмогеологических разрезов через гряды Чернышева ОАО «Севергеофизика», 2003 г. [99, 100, 117]
монография Н.И. Тимонина «Тектоника Гряды Чернышева (Северное Приуралье)», 1975 г. [67]

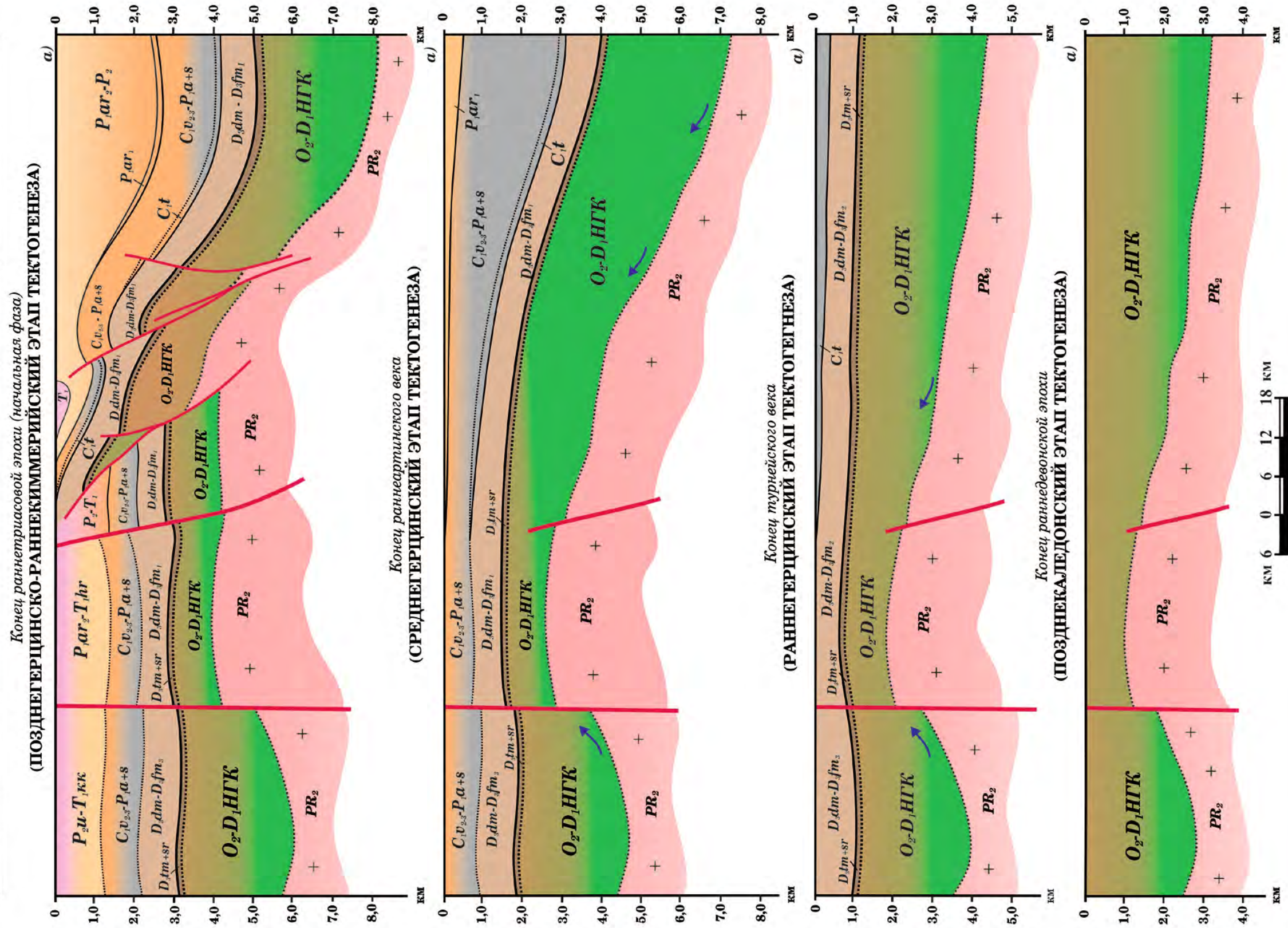
Конеч раннеюрской эпохи (заключительная фаза)
(ПОЗДНЕГЕРЦИНСКО-РАННЕКИММЕРИЙСКИЙ ЭТАП ТЕКТОГЕНЕЗА)

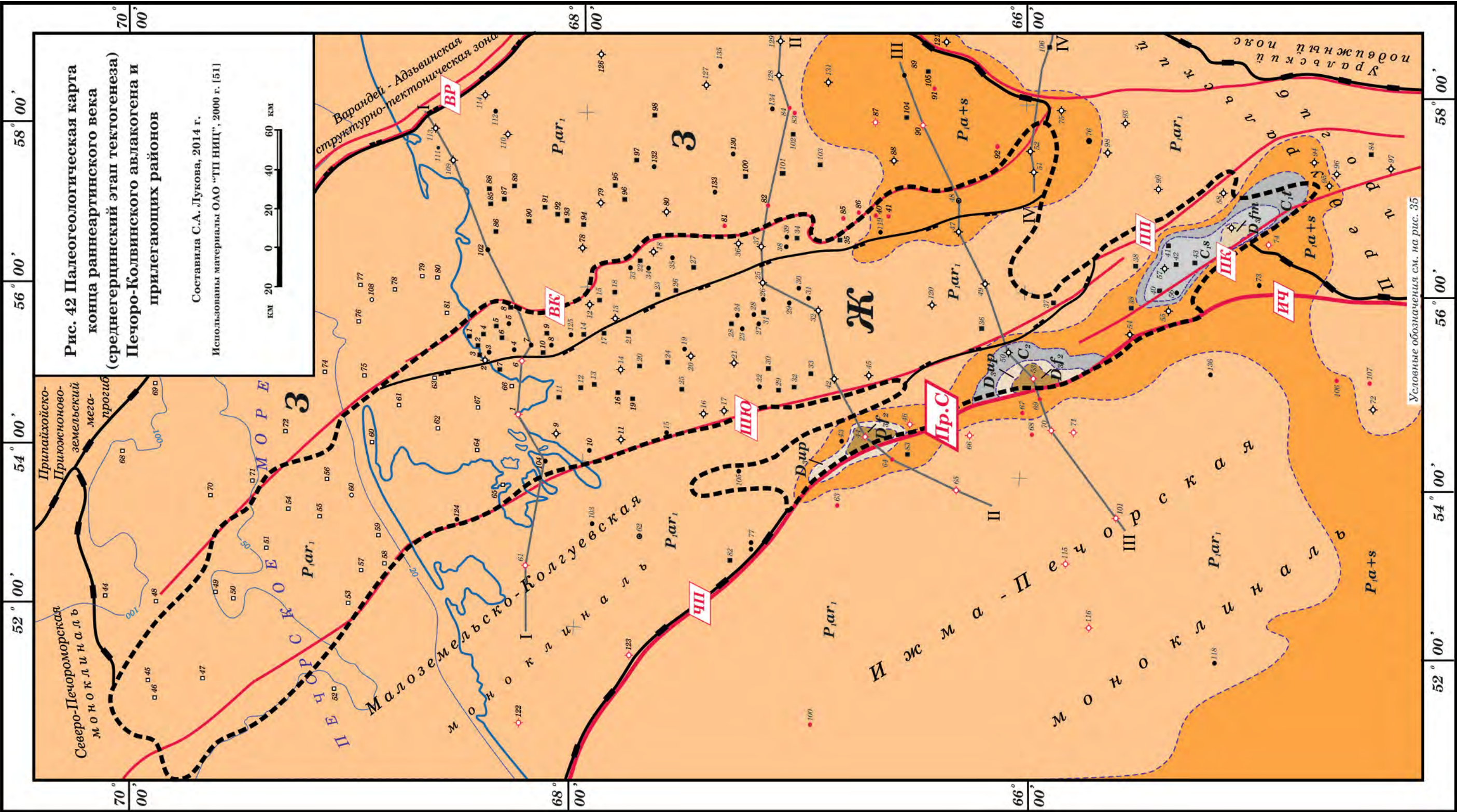


Условные обозначения см. на рис. 31

Продолжение рис. 41

Печоро-Колвинский авлакоген	Большеземельско- Печороморская антеклиза	П р е д у р а л ь с к и й п р о г и б	
Колвинский мегавал	Большеземельский палеосвод	Гряда Чернышева	Косью-Роговская впадина
Усинский вал	Саманярская депрессия	Шарью-Заостренский блок	Яльсозский блок



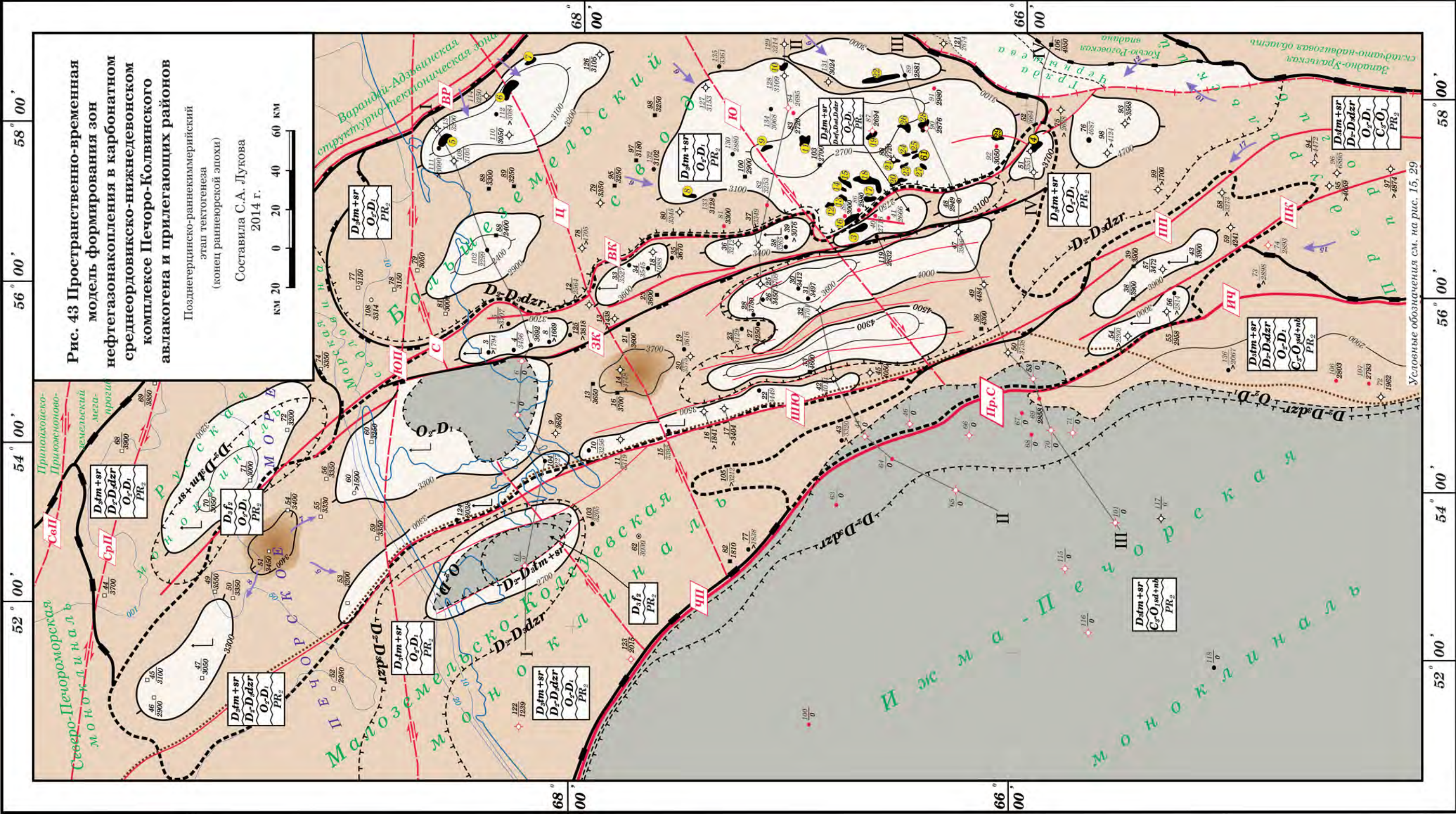


красноцветная континентальная субформации) [11].

Позднегерцинско-раннекиммерийский этап тектогенеза выделился в процессе сжатия при режимах инверсии и складчато-надвиговом размещением ЗНГН близким к современному [11, 62, 108]. В Печоро-Колвинском авлакогене и прилегающих районах к концу раннеюрской эпохи окончательно сформировались перспективные на нефть и газ приразломные Шапкина-Юрьяхинский, Ярейюский, Харьягинский, Усинский, Леккерский, Требса-Титова, Лебединский, Мутноматериловый, Лыжско-Кыртаельский валы и унаследованные от деформаций фундамента и прошлых геологических эпох положительные зональные структурные формы - Денисовская, Верхнелайская, Печороморская, Лодминско-Командиршорская, Возейская, Инзырейская, Колоколморская, Носовая, Аноргояхская, Сандивейская, Макариха-Салюкинская, Нямурхитская, Русская, Сынинская (рис. 43, 44).

В позднегерцинско-раннекиммерийский этап тектогенеза наиболее яркое геологическое событие произошло в районах, с востока прилегающих к Печоро-Колвинскому авлакогену (гряда Чернышева). Формирование структуры нижних горизонтов осадочного чехла этих районов происходило во время проявления двух фаз позднегерцинско-раннекиммерийского этапа тектогенеза - начальную (позднеартинский век – раннетриасовая эпоха) и заключительную (среднетриасовая эпоха – раннеюрская эпоха). В начальную фазу в результате наложения раннекиммерийских складчато-надвиговых движений сформировалась структура гряды Чернышева. В заключительную произошла трансформация структурного плана карбонатного НГК путем его «обрушения» по сбросам позднекаледонского этапа заложения с образованием блоков (Шарью-Заостренский, Яньюский) в которых могла осуществляться аккумуляция УВ в автохтоне (рис. 43).

К концу позднегерцинско-раннекиммерийского этапа тектогенеза НГМГ карбонатного НГК в полном объеме продолжали генерировать газ в пределах Колвинского и Печоро-Кожвинского мегавалов, центральных и

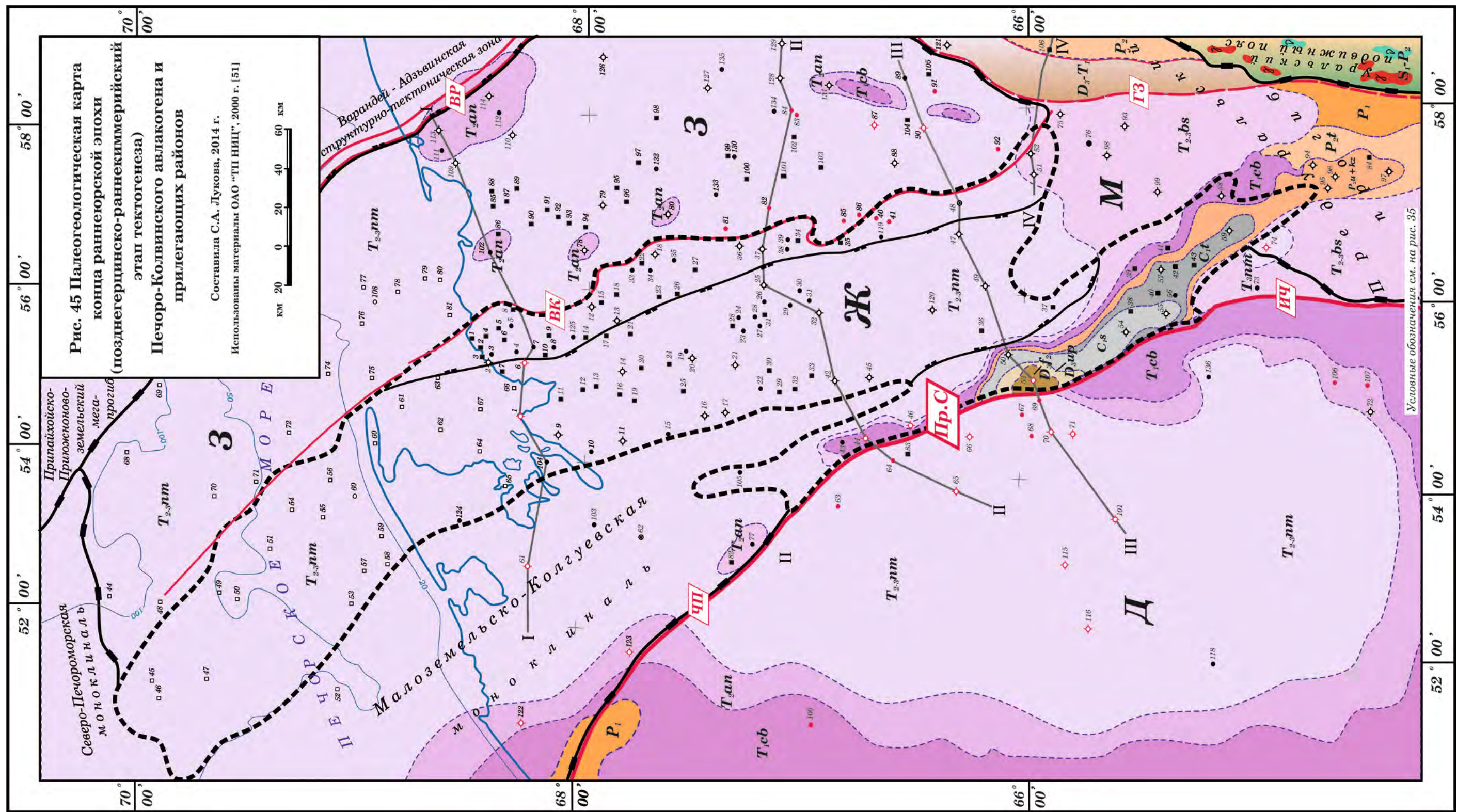


южных районах Денисовской структурной зоны, Большеземельском своде и гряде Чернышева Предуральского прогиба (рис. 30, 31, 32, 33, 41). НГМГ теригенного НГК генерировали газ в пределах Печоро-Кожвинского межавала и центральной части Шапкина-Юряхинского вала, на остальной территории отложения находились в ГЗН. Миграция УВ в анализируемый период времени была направлена как на структурные формы унаследованные от деформаций фундамента, так и на новообразованные (инверсионные и складчато-надвиговые – Шарью-Заостренскую и Яньюскую). Наклон проводящих толщ в этот период времени по-прежнему оставался высоким – 10-15 м/км.

В конце раннеюрской эпохи на дневную поверхность выходили преимущественно отложения среднего и верхнего триаса (рис. 45). Лишь вблизи Припечорской системы разломов на дневной поверхности зафиксированы отложения верхнего девона и нижнего карбона в виде небольших локальных форм, унаследованных от прошлых геологических эпох. На гряде Чернышева Предуральского прогиба на дневной поверхности были обнажены отложения, слагающие надвиговые пластины различного возраста – от верхнего девона до нижнего триаса.

Позднекиммерийско-альпийский цикл тектогенеза (среднеюрская-четвертичная эпохи) представлен среднеюрско-кайнозойским структурным этажом. В Печоро-Колвинском авлакогене и в прилегающих районах структурный этаж сложен средне-верхнеюрскими, нижнемеловыми (нижний подэтаж) и четвертичными (верхний подэтаж) отложениями [11].

Отложения средней юры залегают со стратиграфическим перерывом и угловым несогласием на разновозрастных породах палеозоя – от позднего девона до триаса включительно. Отложения средней, верхней юры и неокома представлены морскими песчано-глинистыми осадками и континентальными – песчаными угленосными отложениями апт-альба нижнего мела. Суммарная мощность этих отложений достигает на севере Печоро-Колвинского авлакогена - 900-1000 м, на юге - 300-350 м. Формационный облик



отложений – сероцветный песчано-глинистый (табл. 19).

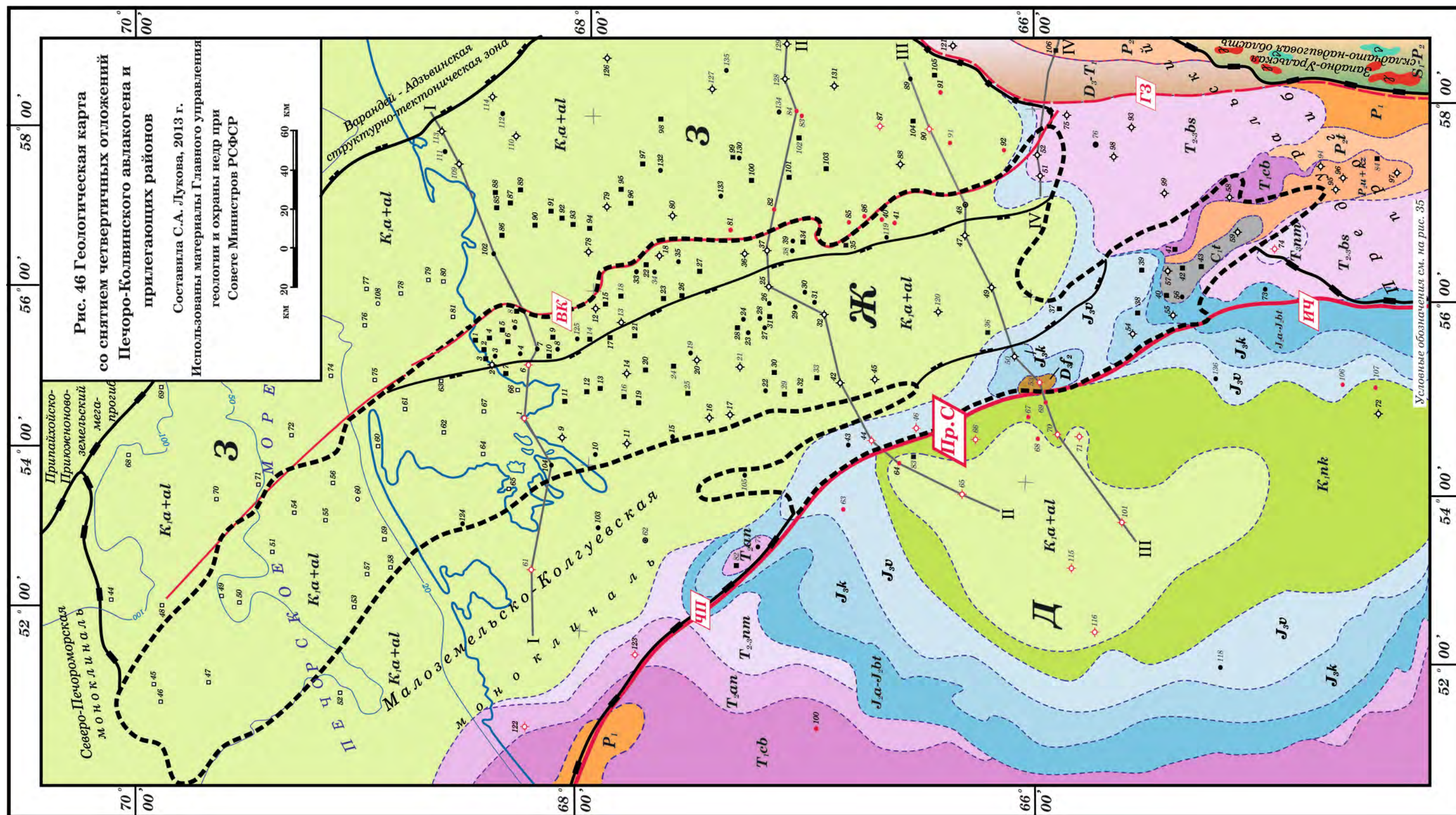
В позднекиммерийско-альпийский цикл тектогенеза мог продолжаться переток нефтей карбонатного среднеордовикско-нижнедевонского в терригенный среднедевонско-нижнефранский НГК. Произошедшее в четвертичный период оледенение северных районов Тимано-Печорской плиты могло привести к образованию в верхних горизонтах осадочного чехла газогидратных залежей.

В течение позднекиммерийско-альпийского цикла тектогенеза при режиме изостазии (гравитационного выравнивания) – чередования процессов относительного погружения и относительного поднятия произошло нивелирование рельефа Печоро-Колвинского авлакогена и прилегающих районов. Об этом свидетельствует выход под четвертичные отложения преимущественно нижнего отдела мела (рис. 46).

В целом позднекиммерийско-альпийский цикл тектогенеза отличается от предшествующих однородными тектоническими колебательными движениями [67]. Важнейшей особенностью рассматриваемого цикла тектогенеза явилось окончательное изменение регионального наклона Тимано-Печорской плиты с восточного на север-северо-западное в направлении образовавшихся в среднеюрскую эпоху современных Печорского и Баренцева морей.

Углы наклона поверхностей фундамента и поддоманиковых НГК составляли 3-5 м/км. Поэтому, отдельные ЗНГН в терригенном среднедевонско-франском НГК на севере региона оказались на одном гипсометрическом уровне и даже ниже зональных объектов в карбонатных отложениях среднего ордовика – нижнего девона, расположенных на юге.

Таким образом, на основании рассмотренных тектонических условий нефтегазообразования, аккумуляции и сохранности залежей УВ реконструирована фанерозойская история формирования ЗНГН. В основу реконструкции формирования ЗНГН положены исследования по тектоническому развитию поддоманиковых НГК Печоро-Колвинского



авлакогена и прилегающих районов. Проведенными исследованиями установлено следующее.

1. Формирование ЗНГН происходило в течение позднекаледонского, раннегерцинского, среднегерцинского, позднегерцинско-раннекиммерийского этапов и позднекиммерийско-альпийского цикла тектогенеза.

2. Особенности современного распространения ЗНГН и разнообразие структурных форм их контролирующих – результат последовательно проявлявшихся геотектонических режимов недр – континентального рифтогенеза, пострифтового прогибания, инверсии, изостазии.

3. В позднекаледонский этап тектогенеза при геотектоническом режиме континентального рифтогенеза (процесс растяжения земной коры) в карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском НГК заложились зональные и локальные предпосылки для формирования ЗНГН.

4. В раннегерцинский этап тектогенеза в процессе растяжения земной коры при режиме пострифтового прогибания в поддоманиковых отложениях сформировалась единая гидродинамическая система в результате перекрытия карбонатного среднеордовикско-нижнедевонского НГК проницаемыми терригенными эйфельско-джьерскими отложениями вышележащего комплекса и региональной покрывкой тиманско-саргаевского возраста.

5. Выделен геологический феномен в распространении поддоманиковых ЗНГН, состоящий в их приуроченности к различным по литолого-фациальному составу и возрасту НГК (среднеордовикско-нижнедевонский, среднедевонско-франский), но перекрытых региональной надежной покрывкой только одного возраста (монокронной) – тиманско-саргаевского.

6. В среднегерцинский этап тектогенеза в процессе сжатия при инверсионном геотектоническом режиме происходила перестройка структурного плана Тимано-Печорской плиты. В результате вдоль крупных разломов образовались новые наложенные (инверсионные) формы - перспективные на УВ-сырье.

7. В позднегерцинско-раннекиммерийский этап тектогенеза наиболее яркое геологическое событие состоялось на востоке провинции. В результате наложения раннекиммерийских складчато-надвиговых движений образовались новые структурные формы (складчато-надвиговые) – потенциальные ЗНГН (гряда Чернышева Предуральского прогиба).

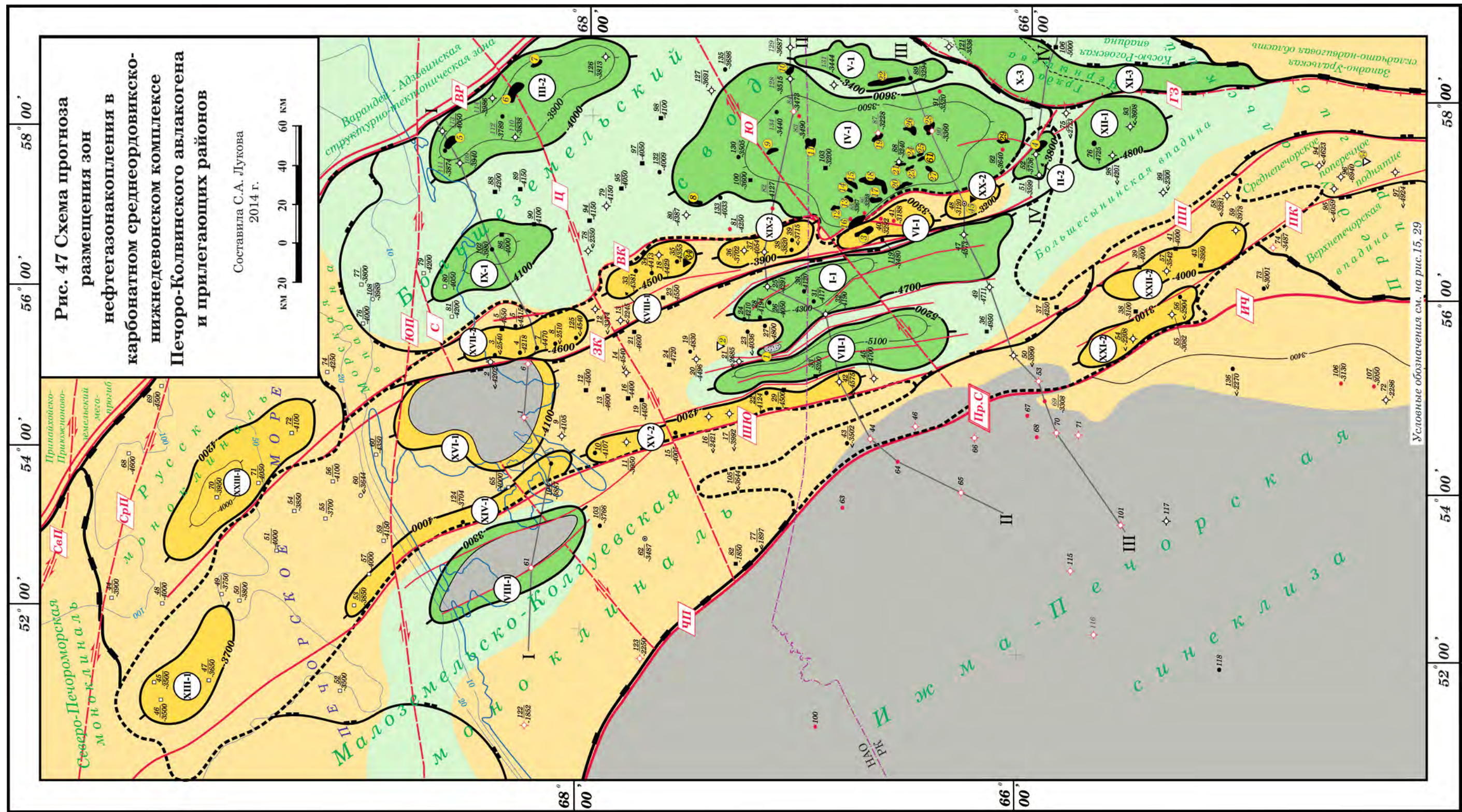
8. В позднекиммерийско-альпийский цикл тектогенеза при геотектоническом режиме изостазии (гравитационного выравнивания – чередования процессов относительного погружения и относительного поднятия) произошло нивелирование рельефа авлакогена. В среднеюрскую-четвертичную эпохи принципиального изменения в размещении ЗНГН не произошло. В этот период времени окончательно изменился региональный наклон Тимано-Печорской плиты с восточного на север-северо-западный в направлении сформировавшихся в среднеюрскую эпоху современных Печорского и Баренцева морей.

Глава 4. Прогноз размещения зон нефтегазонакопления

В результате проведенных исследований по комплексу геологических критериев (палеотектонические условия нефтегазообразования, аккумуляции и сохранности УВ) в поддоманиковых отложениях (карбонатный среднеордовикско-нижнедевонский, терригенный среднедевонско-франский НГК) детализировано распространение 14 установленных и выполнен прогноз размещения 21 перспективной ЗНГН. В это число входят 23, ЗНГН в среднеордовикско-нижнедевонском НГК и 12 – в среднедевонско-франском (рис. 47, 48, табл. 21).

Карбонатный среднеордовикско-нижнедевонский НГК включает 5 установленных ЗНГН, детализированных под тиманско-саргаевской покрывкой (Командиршорская (I-1), Леккерская (II-2), Требса-Титова (III-2), Сандивейская (IV-1), Макариха-Салюкинская (V-1)) и 1 – под внутри-комплексным флюидоупором (Возейская - VI-1). Под региональной тиманско-саргаевской покрывкой в карбонатном НГК выделено 6 перспективных ЗНГН (Денисовская (VII-1), Аноргояхская (VIII-1), Нямяхитская (IX-1), Шарью-Заостренская (X-3), Яньюская (XI-3), Сынинская (XII-1)), под внутрикомплексными или надкомплексным флюидоупорами – 11 перспективных (Печороморская (XIII-1), Шапкина-Юрьяхинская (XV-2), Колоколморская (XIV-1), Носовая (XVI-1), Ярейюская (XVII-2), Инзырейская (XVIII-1), Харьягинская (XIX-2), Усинская (XX-2), Мутноматериковая (XXI-2), Кыртаельская (XXII-2), Русская (XXIII-1)) (рис. 47, табл. 21).

Терригенный среднедевонско-франский НГК насчитывает 8 установленных ЗНГН (Шапкина-Юрьяхинская (I-2), Верхнелайская (II-1), Ярейюская (III-2), Инзырейская (IV-1), Харьягинская (V-2), Возейская (VI-1), Усинская (VII-2), Печоро-Кожвинская (VIII-1)) и 4 - перспективных (Печороморская (IX-1), Колоколморская (X-1), Носовая (XI-1), Русская (XII-1)). Данные ЗНГН локализованы под тиманско-саргаевской покрывкой (рис. 48, табл. 21).



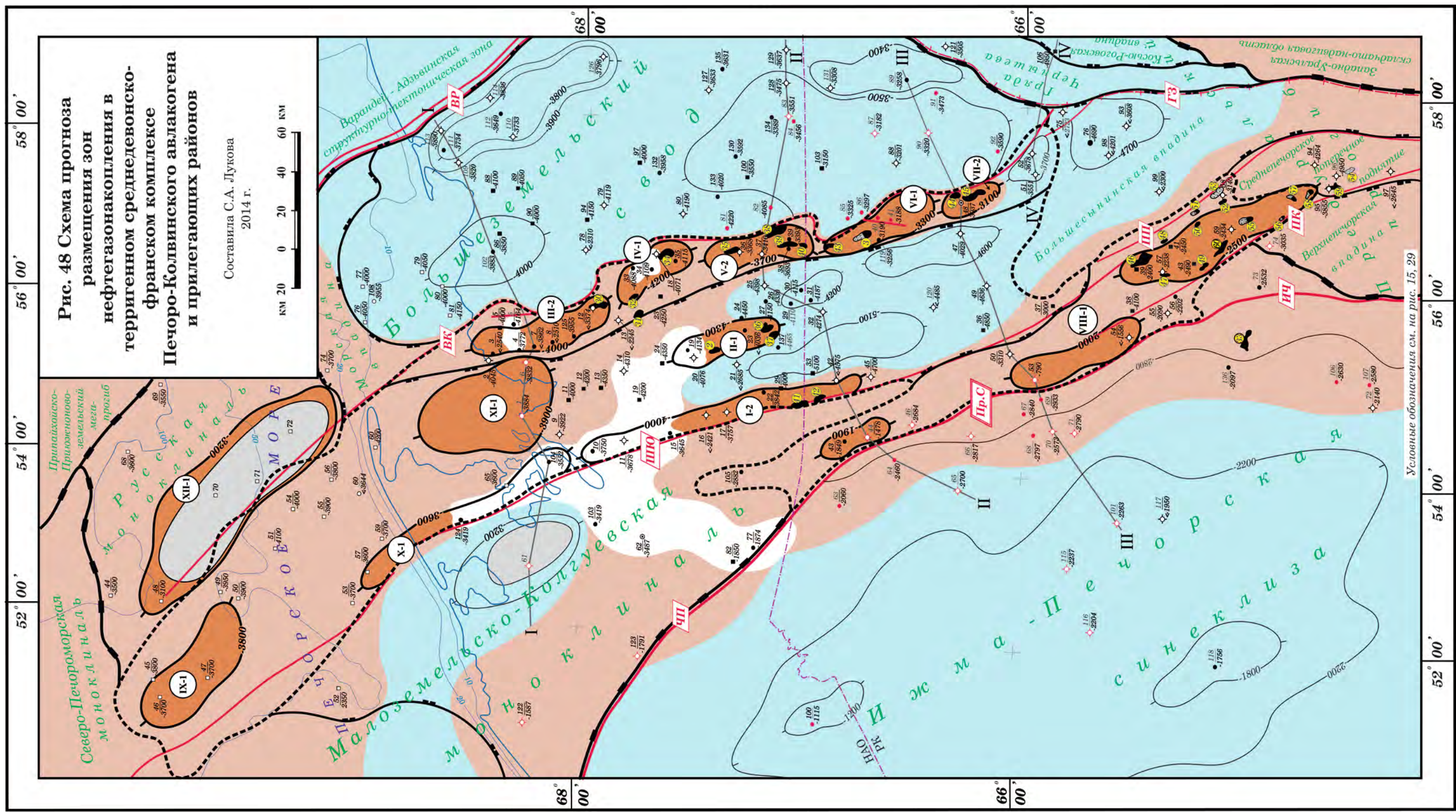


Таблица 21

Характеристика установленных ЗНГН в поддоманиковых НГК Печоро-Колвинского авлакогена и прилегающих районов (суша, Печороморский шельф)

Составила Лукова С.А., 2014 г.

№ на схеме, рис. 47, 48	ЗНГН	Тип структурных форм, контролирующих ЗНГН, по тектоническим условиям их образования	Длительность формирования ЗНГН (в числителе абсолютное время, млн. лет; в знаменателе – относительное)	Тип коллектора	ФЕС коллекторов*		Характеристика скважин по начальным дебитам (нефть/газ)*	Залежи УВ, нефтегазо- проявления
					Открытая пористость	Прони- цаемость		
А. Карбонатный среднеордовикско-нижнедевонский НГК								
а) под тиманско-саргаевской покрышкой:								
I-1	Командиршорская	Унаследованные от деформаций поверхности фундамента	$\frac{360}{D_2f_3-Q}$	каверново- поровый	среднеемкий	-	малодебитные (г)	Западно-Командиршорская II газоконденсатная залежь
II-2	Леккерская	Наложенные (инверсионные)	$\frac{260}{P_1aг_2-Q}$	каверново- поровый	среднеемкий	среднепроницаемый	нет данных	Леккерская нефтяная залежь
III-2	Требса-Титова**	Наложенные (инверсионные)	$\frac{260}{P_1aг_2-Q}$	трещинно- поровый	низко- среднеемкий	высокопроницаемый	высоко-сверхвысоко- дебитные (н)	Им. Требса, им. Титова, Ямботинская нефтяные залежи
IV-1	Сандивейская	Унаследованные от деформаций поверхности фундамента	$\frac{360}{D_2f_3-Q}$	каверново- поровый	среднеемкий	среднепроницаемый	средне-высокодебитные (н)	Нефтяные залежи
V-1	Макариха- Салюкинская	Унаследованные от деформаций поверхности фундамента (трансформированная надвигом)	$\frac{360}{D_2f_3-Q}$	каверново- поровый	среднеемкий	среднепроницаемый	среднедебитные (н)	Среднемакарихинская нефтяная залежь
б) под внутрикомплексным флюидоупором:								
VI-1	Возейская	Унаследованные от деформаций поверхности фундамента	$\frac{360}{D_2f_3-Q}$	каверново- поровый	низкоемкий	среднепроницаемый	низко-среднедебитные (н)	Возейская нефтяная залежь
Б. Терригенный среднедевонско-франский НГК								
под тиманско-саргаевской покрышкой:								
I-2	Шапкина- Юрьяхинская	Наложенные (инверсионные)	$\frac{260}{P_1aг_2-Q}$	поровый	низкоемкий	среднепроницаемый	высокодебитные (н)	Пашшорская и Верхнегрубешорская нефтяные залежи
II-1	Верхнелайская	Унаследованные от деформаций поверхности фундамента	$\frac{360}{D_2f_3-Q}$	поровый	низко- среднеемкий	среднепроницаемый	высокодебитные (н)	Верхнелайская, Командиршорская, Западно-Командиршорская нефтяные залежи
III-2	Ярейюская	Наложенные (инверсионные)	$\frac{260}{P_1aг_2-Q}$	поровый	низко- среднеемкий	слабопроницаемый	высокодебитные (н)	Им. Ю.Россихина нефтяная залежь
IV-1	Инзырейская	Унаследованные от деформаций поверхности фундамента	$\frac{360}{D_2f_3-Q}$	порово- трещинный	низко- среднеемкий	средне-высоко- проницаемый	высоко- сверхвысоко- дебитные (н)	Восточно-Сарутаюская и Инзырейская нефтяные залежи
V-2	Харьягинская	Наложенные (инверсионные)	$\frac{260}{P_1aг_2-Q}$	порово- трещинный	средне- высокоемкий	средне-высоко- проницаемый	малодебитные, сверхвысоко-дебитные (н)	Лекхарьягинская, Ошская, Южно- Ошская, Харьягинская, нефтяные залежи
VI-1	Возейская	Унаследованные от деформаций поверхности фундамента	$\frac{360}{D_2f_3-Q}$	порово- трещинный	среднеемкий	средне-высоко- проницаемый	высоко- сверхвысоко-дебитные (н)	Осокинская нефтяная и Возейская нефтегазоконденсатная залежи
VII-2	Усинская	Наложенные (инверсионные)	$\frac{260}{P_1aг_2-Q}$	порово- трещинный	средне- высокоемкий	средне-высоко- проницаемый	высоко- сверхвысоко-дебитные (н)	Усинская и Западно-Сынатисская нефтяные залежи
VIII-1	Печоро- Кожвинская**	Унаследованные от деформаций поверхности фундамента	$\frac{360}{D_2f_3-Q}$	порово- трещинный	среднеемкий	слабо- высокопроницаемый	средне-сверхвысоко- дебитные (н), мало- высокодебитные (г)	Нефтяные, нефтегазоконденсатные, газонефтяные и газовые залежи

Примечание:

* - характеристика ЗНГН: 1. Открытая пористость, %: низкоемкий коллектор – 6-10; среднеемкий – 10-15; высокоемкий - >15; 2. Проницаемость, мД: слабопроницаемый – 0,1-10; среднепроницаемый – 10-100; высокопроницаемый - >100; 3. Начальные дебиты нефтяных скважин (т/сутки): низкодебитные – до 5; малодебитные – 5-10; среднедебитные – 10-25; высокодебитные – 25-200; сверхвысокодебитные - >200; 4. Начальные дебиты газовых скважин (тыс.м³/сутки): низкодебитные – до 25; малодебитные – 25-100; среднедебитные – 100-500; высокодебитные – 500-1000; сверхвысокодебитные - >1000. ** - Подробное описание ЗНГН: Шарью-Заостренской, Яньюской, Денисовской, Требса-Титова, Печоро-Кожвинской см. в главе 5.

В карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском и терригенном среднедевонско-франском НГК по тектоническим условиям образования выделяется два типа структур II порядка, контролирующих ЗНГН:

1. Унаследованные от деформаций поверхности фундамента.

Длительность формирования ЗНГН в унаследованных структурах - 360 млн. лет (позднефранский век – четвертичный период). Насчитывается всего 21 ЗНГН, в том числе: 13 - в карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском НГК (Командиршорская, Сандивейская, Макариха-Салюкинская, Денисовская, Аноргояхская, Няюрхитская, Сынинская, Печороморская, Колоколморская, Носовая, Возейская, Инзырейская, Русская); 8 - в среднедевонско-франском (Верхнелайская, Возейская, Инзырейская, Печороморская, Колоколморская, Носовая, Печоро-Кожвинская, Русская).

2. Наложенные (инверсионные и складчато-надвиговые). Длительность формирования ЗНГН в наложенных (инверсионных) структурах - 260 млн. лет (визейский век - четвертичный период). Насчитывается всего 12 ЗНГН, в том числе: 8 - в карбонатном средне-ордовикско-нижнедевонском (Леккерская, Требса-Титова, Шапкина-Юрьяхинская, Ярейюская, Харьягинская, Усинская, Мутноматериковая, Кыртаельская); 4 - в терригенном среднедевонско-франском (Шапкина-Юрьяхинская, Ярейюская, Харьягинская, Усинская).

Длительность формирования ЗНГН в наложенных (складчато-надвиговых) структурах карбонатного среднеордовикско-нижнедевонского НГК (Шарью-Заостренская, Яньюская) - 200 млн. лет (среднетриасовая эпоха - четвертичный период).

Структуры, унаследованные от деформаций поверхности фундамента, локализуются в пределах Денисовской структурной зоны, Печоро-Кожвинского мегавала (в терригенном D₂-D_{3f} НГК), центральной и северо-западных частях Большеземельского свода, Русской моноклинали и Большесынинской впадины Предуральского прогиба. Наложенные (инверсионные) - на Колвинском и Печоро-Кожвинском мегавалах, Шапкина-

Юрьяхинском вале, на северо-востоке Большеземельского свода. Наложённые (складчато-надвиговые) - на гряде Чернышева Предуральского прогиба.

Установленные ЗНГН в карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском НГК характеризуются средними ФЕС коллекторов и дебитами скважин. Коллектора - порово-трещинные. Ловушки – структурного типа. Установленные ЗНГН в терригенном среднедевонско-франском НГК со средними и высокими ФЕС коллекторов и дебитами скважин. Коллектора – поровые. Ловушки - литологического и структурно-литологического типов.

В перспективных ЗНГН получены проявления УВ, выявлены и подготовлены локальные объекты, известны типы ловушек, глубины залегания основных сейсмических ОГ.

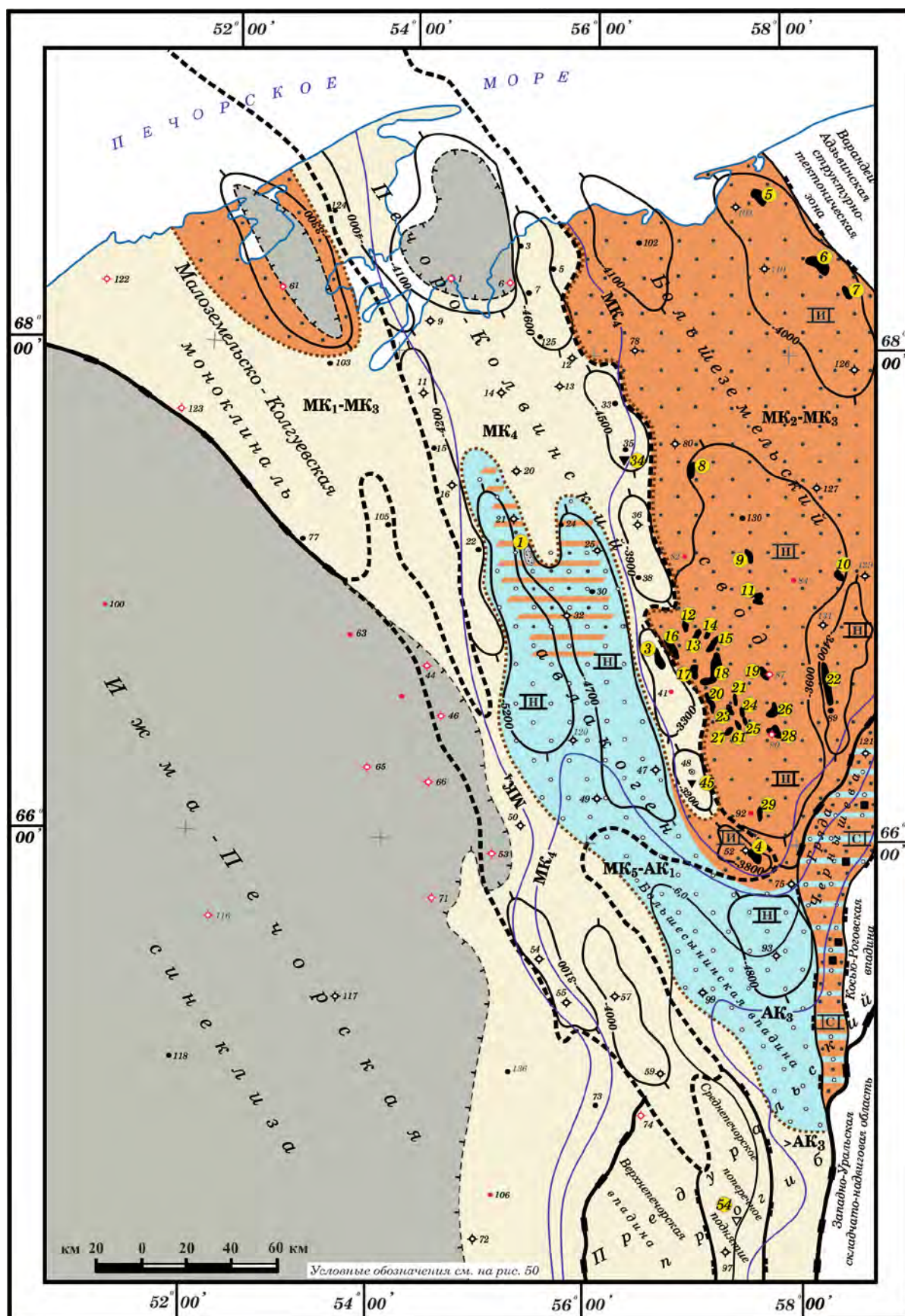
Проведенный анализ истории формирования ЗНГН (глава 3) и установленные типы структур II порядка их контролирующих дают возможность провести прогноз фазового состояния УВ в поддоманиковых НГК – карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском и терригенном среднедевонско-франском.

В карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском НГК выделяется три зоны распространения УВ различного фазового состояния (рис. 49) [89].

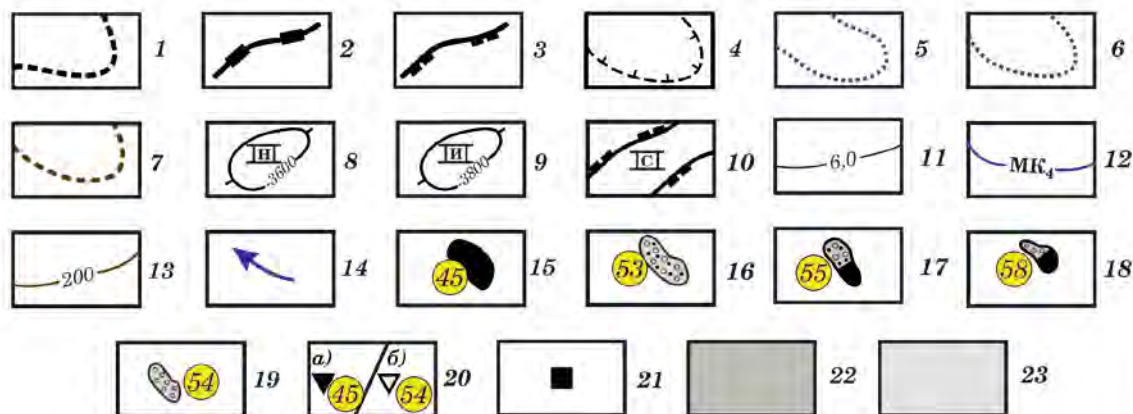
Зона распространения нефтей различной плотности в унаследованных от деформаций поверхности фундамента и инверсионных структурах II порядка приурочена к Большеземельскому своду и насчитывает залежи на 27 месторождениях – им. Р.Требса, им.А. Титова, Баганском, Верхневозейском, Среднемакарихинском, Шорсандивейском, Восточно-Рогозинском, Западно-Веякском, Возейшорском, Западно-Рогозинском, Леккерском и других.

Зона распространения газообразных УВ и конденсатов в унаследованных от деформаций поверхности фундамента структурах II порядка локализуется в южной части Денисовской структурной зоны и на большей части Большесынинской впадины Предуральского прогиба. Газоконденсатная залежь установлена на Западно-Командиршорском-II месторождении (рис. 49).

**Рис. 49. Схема прогноза фазового состояния УВ
в карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском НГК
Печоро-Колвинского авлакогена и прилегающих районов**
(По материалам Горбань В.А. 1986 г. [89] с добавлениями)



**рис. 50 Условные обозначения
к Схемам прогноза фазового состояния УВ в карбонатном
среднеордовикско-нижнедевонском и терригенном
среднедевонско-франском НГК Печоро-Колвинского
авлакогена и прилегающих районов (рис. 49, 51)**



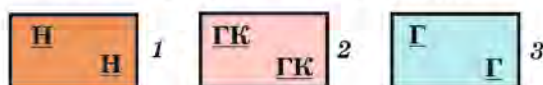
1-7 - границы: 1 - Печоро-Колвинского авлакогена, 2 - других надпорядковых структур; 3 - структур I порядка; 4 - распространения НГК; 5 - распространения УВ различного фазового состояния; 6 - выклинивания проницаемых среднедевонско-дзержских отложений; 7 - выклинивания НГМТ в среднедевонско-дзержских отложениях; **8-10** - структуры II порядка: 8 - унаследованные от деформаций поверхности фундамента; 9 - наложенные (инверсионные); 10 - наложенные (складчато-надвиговые); **11** - изогипсы, соответствующие максимальной палеоглубине по кровле карбонатного НГК, км; **12** - катагенез ОВ; **13** - палеоизотермы, °С; **14** - возможные направления миграции УВ; **15-19** - залежи УВ (цифра в кружочке - номер месторождения в списке): 15 - нефтяные; 16 - газоконденсатные; 17 - нефтегазоконденсатные; 18 - газонефтяные; 19 - газовые; **20** - проявления УВ: а) - нефти, б) - газа; **21** - битумы; **22 - 23** - отсутствие: 22 - O₂-D₁ НГК; 23 - НГМТ.

**Прогноз фазового состояния УВ в карбонатном O₂-D₁ НГК
(по В.А. Горбань, 1986 г. [89] с добавлениями):**



1-4 - зоны распространения УВ различного фазового состояния, находящиеся под региональной надежной тиманско-саргаевской покрывкой: 1 - нефтей в унаследованных от деформаций поверхности фундамента и инверсионных структурах II порядка; 2 - газобразных УВ и конденсатов в унаследованных от деформаций поверхности фундамента структурах II порядка; 3 - нефтей в унаследованных от деформаций поверхности фундамента структурах II порядка, находящихся в автохтонном залегании и нефтяных, газобразных УВ, битумов в наложенных (складчато-надвиговых) структурах; 4 - распространения ЗНГН под внутрикомплексными и надкомплексным флюидоупорам и зонального или локального распространения.

**Прогноз фазового состояния УВ в терригенном D₂-D_{3f} НГК
(по В.А. Чахмахчеву и др., 1986 г. [76] с добавлениями):**



1-3 - зоны распространения УВ различного фазового состояния: 1 - нефтей средней и высокой плотности; 2 - легких нефтей и вторичных газоконденсатов; 3 - газобразных УВ и первичных конденсатов.

Зона распространения нефтей средней плотности в унаследованных от деформаций поверхности фундамента структурах II порядка, в наложенных (складчато-надвиговых) объектах в автохтонном залегании, гипергенно измененных нефтей и битумов в аллохтоне приурочена к гряде Чернышева и восточному склону Большеземельского свода. В автохтоне залежь нефти в данной зоне установлена на Макариха-Салюкинской площади – Среднемакарихинское месторождение. Кроме этого, под надвигами залежи нефти на прилегающей к изучаемой территории выявлены на Южно-Степковожском (север гряды Чернышева), Усть-Талотинском и Сямаюском (Варандей-Адзьвинская структурно-тектоническая зона) месторождениях. Приведенные данные опровергают представления Шуваевой М.К. (ОАО «Лукойл») о низких перспективах нефтеносности гряды Чернышева [84]. В целом начальные извлекаемые запасы нефти этих месторождений составляют 23,636 млн.т. – категорий $A+B+C_1$, 9,375 млн.т – C_2 . При этом наибольшая доля разведанных запасов содержится на Среднемакарихинском месторождении – 19,597 млн.т (89,2%).

В аллохтоне рассматриваемой зоны на дневной поверхности и на небольших глубинах на реках Шарью и Заостренская установлены в карбонатных отложениях пржидольского яруса верхнего силура следы разрушенных в процессе гипергенеза нефтяных залежей [91]. Залежь тяжелой нефти на глубине 1700 м в отложениях венлокского яруса нижнего силура выявлена в аллохтоне Усинокушшорского месторождения. Представленная ситуация с качеством нефти объясняется следующим образом. В период времени соответствующий позднегерцинской стадии тектогенеза в результате шарьяжа массив пород мощностью до 1500 м с уже сформированными залежами нефти мог быть перемещен на запад из Коротаихинской впадины в пределы существовавших Талотинского (скв. Талотинская, 1), Сарембой-Леккейягинского (скв. Леккейягинская, 41) валов и из Косью-Роговской впадины на гряде Чернышева. В результате такого перемещения залежи нефти подверглись значительной гипергенной

трансформации. «В перемещенном массиве пород среднеордовикско-нижнедевонского возраста новые залежи сформироваться не могли из-за отсутствия латерального и вертикального контакта между НГМТ и зонами аккумуляции УВ, ненадежных покрышек или их полного отсутствия» [109].

При прогнозе фазового состояния УВ в терригенном среднедевонско-франском НГК В.А. Чахмахчев, В.И. Тихомиров, Е.Я. Поделько считали, что генерация нефти могла происходить в результате преобразования сапропелевого и гумусово-сапропелевого РОВ на стадиях катагенеза МК₁-МК₃ под воздействием палеотемператур 60-160⁰С. Газообразные УВ генерировались в значительно более жестких термобарических условиях (катагенез МК₅-АК₁, палеотемпературы более 200⁰С). Прогнозировалось, что между зонами генерации нефтяных и газовых флюидов находится зона преимущественного образования первичных конденсатов, которой соответствует палеотемпературный интервал в 160-200⁰С [76]. При этом считалось, что первичные газоконденсаты обязаны своим происхождением воздействию на ОВ высоких температур. Вторичные конденсатные системы образуются в результате растворения нефтяных оторочек в залежах сжатым газом.

Согласно вышеприведенной концепции, В.А. Чахмахчевым с соавторами, в терригенном среднедевонско-франском НГК выделены три зоны распространения УВ различного фазового состояния. Зона распространения нефтей средней и высокой плотности приурочена к южной части Колвинского мегавала Печоро-Колвинского авлакогена (Усинское, Западно-Сынатыское месторождения) (рис. 51). Зона распространения легких нефтей и вторичных конденсатов занимает большую часть исследуемой территории. Это северная и центральная части Колвинского мегавала, юго-восточная – Печоро-Кожвинского и южная – Шапкина-Юрьяхинского вала (Инзырейское, Харьягинское, Возейское, Верхнелайское, Пашшорское, Кыртаельское, Югидское и другие месторождения) (рис. 51).

Зона распространения газообразных УВ и первичных конденсатов прогнозируется в северной части Денисовской структурной зоны и на участках сочленения Печоро-Кожвинского мегавала с Большесынинской впадиной Предуральяского прогиба (Печорокожвинское, Печорогородское месторождения) (рис. 51).

Таким образом, проведенный анализ показал, что фазовая зональность в размещении УВ-систем в поддоманиковых НГК, прошедших все этапы тектогенеза, была нарушена. При геотектоническом режиме прогибания могли формироваться нефтяные, нефтегазоконденсатные, газоконденсатные и газовые залежи. Размещение залежей данного фазового состояния подчинялось, в основном, термобарической зональности преобразования ОВ. При режимах инверсии и складчато-надвиговом могли появиться аллохтонные и разрушенные (трансформированные) УВ-системы [29].

Глава 5. Приоритетные направления, виды и объемы геологоразведочных работ на углеводородное сырье

Выявленные наиболее значимые геологические события в истории формирования установленных и перспективных ЗНГН в карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском и терригенном среднедевонско-франском НГК и выясненные закономерности их раздельного размещения позволяют выделить приоритетные направления геологоразведочных работ по изучению поддоманиковых отложений на нераспределенном фонде недр.

Технология выделения приоритетных направлений геологоразведочных работ на УВ-сырье на нераспределенном фонде недр выглядит следующим образом. На первом этапе на основе установленных закономерностей современного размещения ЗНГН определялись зональные объекты, находящиеся под региональной надежной (монокронной) тиманско-саргаевской покрывкой, которая как «зонтик» перекрывает, за редким исключением, карбонатный среднеордовикско-нижнедевонский НГК, в основном, на востоке и юго-востоке региона, терригенный среднедевонско-франский – на западе и северо-западе. Данные ЗНГН выносились на единую схему (рис. 52).

После этой процедуры несовпадающие в плане и в разрезе установленные и перспективные ЗНГН в карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском и в терригенном среднедевонско-франском НГК ранжировались в отношении современного состояния недропользования на УВ-сырье. Среди ЗНГН, находящихся в нераспределенном фонде недр, выделялись объекты, требующие проведения геолого-геофизических исследований (сейсмопрофилирование: площадное, региональное; бурение: поисково-оценочное, параметрическое), выполняемых за счет средств федерального бюджета, или лицензирования на геологическое изучение недр с целью поисков и оценки месторождений УВ-сырья (лицензии типа НП), финансируемого компаниями-недропользователями. При ранжировании ЗНГН учитывались перспективы их нефтегазоносности (плотность неразведанных

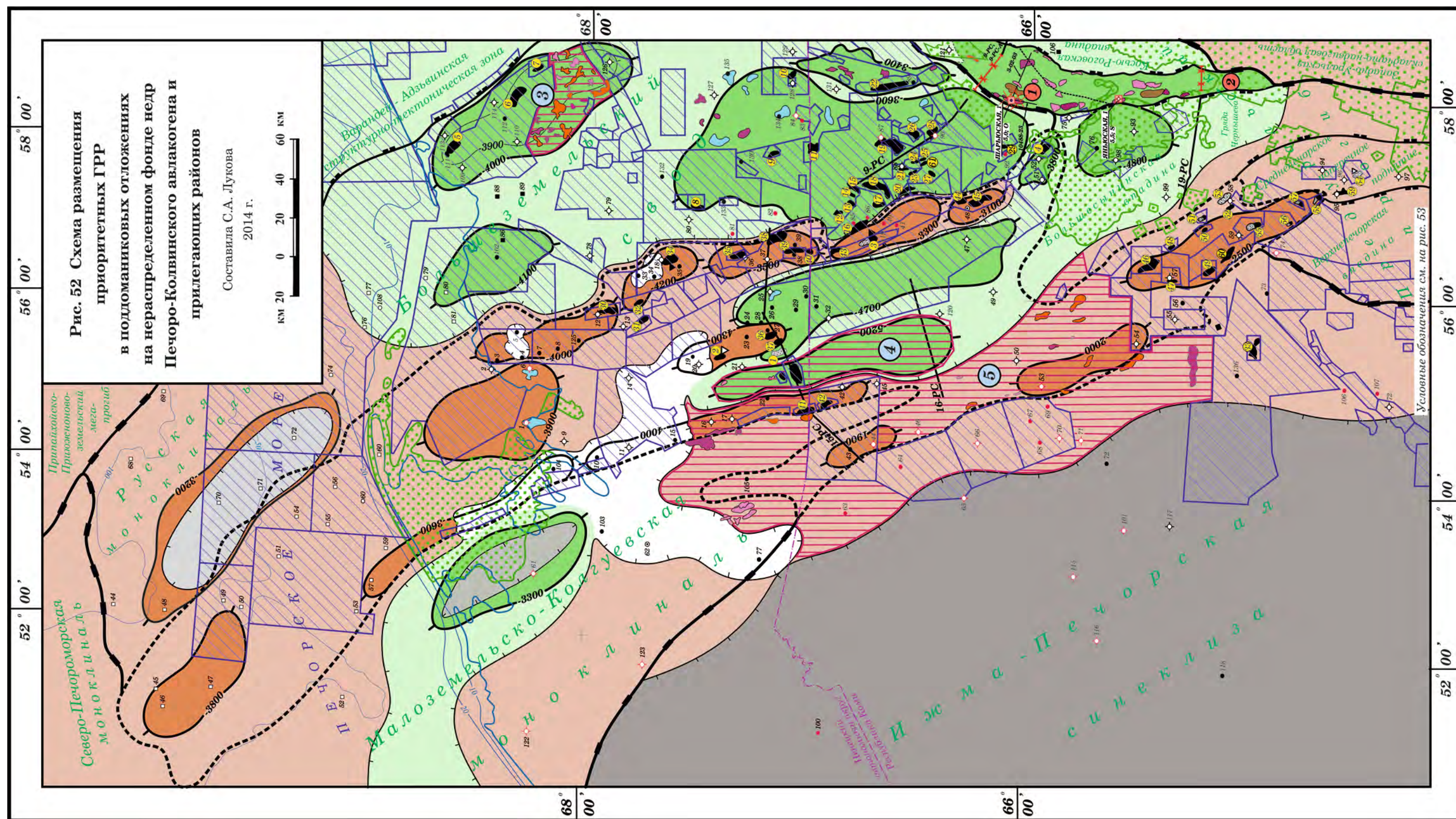
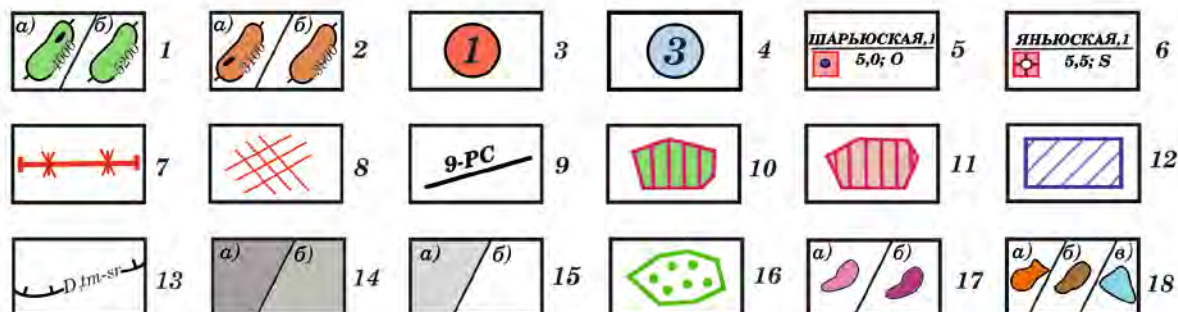


рис. 53 Условные обозначения
к «Схеме размещения ГРП в поддоманиковых отложениях
на нераспределенном фонде недр Печоро-Колвинского авлакогена
и прилегающих районов» (рис. 51)



I. 1-4 ЗНГН: 1 - в карбонатном O_2-D_1 НГК: а) установленные, б) перспективные; 2 - в терригенном D_2-D_3f НГК: а) установленные, б) перспективные; 3 - где рекомендуется проведение геолого-геофизических исследований (цифры в кружках - название); 4 - на отдельных участках которых рекомендуется провести лицензирование на геологическое изучение недр с целью поисков и оценки месторождений УВ-сырья; 5-8 - рекомендуемые виды ГРП; 5-6 - скважины: 5 - поисково-оценочная (Шарьюская, 1), 6 - параметрическая (Яньюская, 1) (числитель - название и номер скважины, знаменатель - глубина, км и возраст отложений на забое); 7-8 - сеймопрофили: 7 - региональные МОГТ 2D; 8 - площадные; 8 - отдельные отработанные сеймопрофили и их номера; 10-11 - отдельные участки нераспределенного фонда недр установленных ЗНГН, где перспективными в поддоманиковых отложениях являются НГК: 10 - карбонатный O_2-D_1 , 11 - терригенный D_2-D_3f ; 12 - действующие лицензии на разведку и добычу (тип НЭ), на геологическое изучение с последующей разведкой и добычей (НР) по состоянию на 01.01.2014 г.; 13 - линия выклинивания отложений (индекс - возраст отложений); 14-15 - отсутствие отложений: 14а) O_2-D_1 НГК и $D_2-D_3d_{zr}$ в D_2-D_3f НГК, 14б) O_2-D_1 НГК; 15а) D_2-D_3f НГК, 15б) D_3tm-sr в D_2-D_3f НГК; 16 - охраняемые территории, заповедники, заказники; 17-18 структуры: 17 - выявленные в отложениях: а) верхнедевонско-триасовых, б) среднего ордовика-нижнего девона; 18а) подготовленные к бурению, 18б) опоискованные бурением, 18в) выведенные из бурения с отрицательными результатами.

- II. ЗНГН:**
- 1** Шарью-Заостренская
 - 2** Яньюская
 - 3** Требса-Титова
 - 4** Денисовская
 - 5** Печорокожвинская

Остальные условные обозначения на рис. 29

ресурсов УВ категорий C_3+D) и положение относительно территорий, где запрещено проведение геологоразведочных работ (государственные заповедники, заказники и другие охраняемые объекты).

5.1. Геолого-геофизические исследования

В карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском НГК Печоро-Колвинского авлакогена и прилегающих районах выделено две из шести перспективных ЗНГН (Шарью-Заостренская, Яньюская), где рекомендуется проведение геолого-геофизических исследований в два этапа (рис. 52). Остальные четыре ЗНГН не включены в приоритетные для геолого-геофизических исследований за счет средств федерального бюджета из-за нахождения их недр в распределенном фонде и приуроченности к охраняемым территориям (Нямюрхитская, Сынинская), а также низких перспектив (Аноргояхская) нефтегазоносности (плотность неразведанных ресурсов категорий C_3+D менее 3 тыс.т.усл.УВ на км²). Перспективная Денисовская ЗНГН, характеризующаяся достаточно высокой степенью сейсмической изученности (плотность сейсмопрофилей МОГТ 2D - средняя), предложена для включения в программу лицензирования (см. пункт 5.2).

Шарью-Заостренская (I этап) перспективная ЗНГН приурочена к одноименному блоку, расположенному в южной части гряды Чернышева. ЗНГН размещается в Хоседаюско-Воргамусюрском НГР Северо-Предуральской НГО, где продуктивными являются карбонатные среднеордовикско-нижнедевонский, доманиково-турнейский и средне-визейско-нижнепермский НГК [55]. В аллохтоне Хоседаюско-Воргамусюрского НГР (вне Шарью-Заостренской ЗНГН) выявлена залежь нефти в карбонатных отложениях венлокского яруса нижнего силура на Усинокушшорском месторождении (глубина 1655-1709 м). По величине начальных извлекаемых запасов нефти (категорий $A+B+C_1$ – 1,102 млн.т; C_2 – 0,442 млн.т) месторождение относится к мелким. Нефть - тяжелая (0,9137 г/см³).

Шарью-Заостренская ЗНГН, площадью 1,8 тыс.км², не залицензирована. Изученность сейсморазведочными работами МОГТ 2D – 0,427 пог.км/км².

Бурением ЗНГН не изучена. Неразведанные извлекаемые ресурсы нефти в карбонатном НГК оцениваются в 53,758 млн.т. Их плотность – 29,865 тыс.т/км² (рис. 54).

В Шарью-Заостренской ЗНГН рекомендуется в пределах выявленной Шарьюской структуры площадью в автохтоне 84,0 км² провести сейсморазведочные работы МОГТ 2D (рис. 55). Всего необходимо отработать 150 пог.км сейсмопрофилей с тем, чтобы их плотность увеличилась с 0,71 пог.км/км² до необходимой и достаточной величины (2,5 пог.км/км²), при которой структуру можно считать подготовленной к поисково-оценочному бурению.

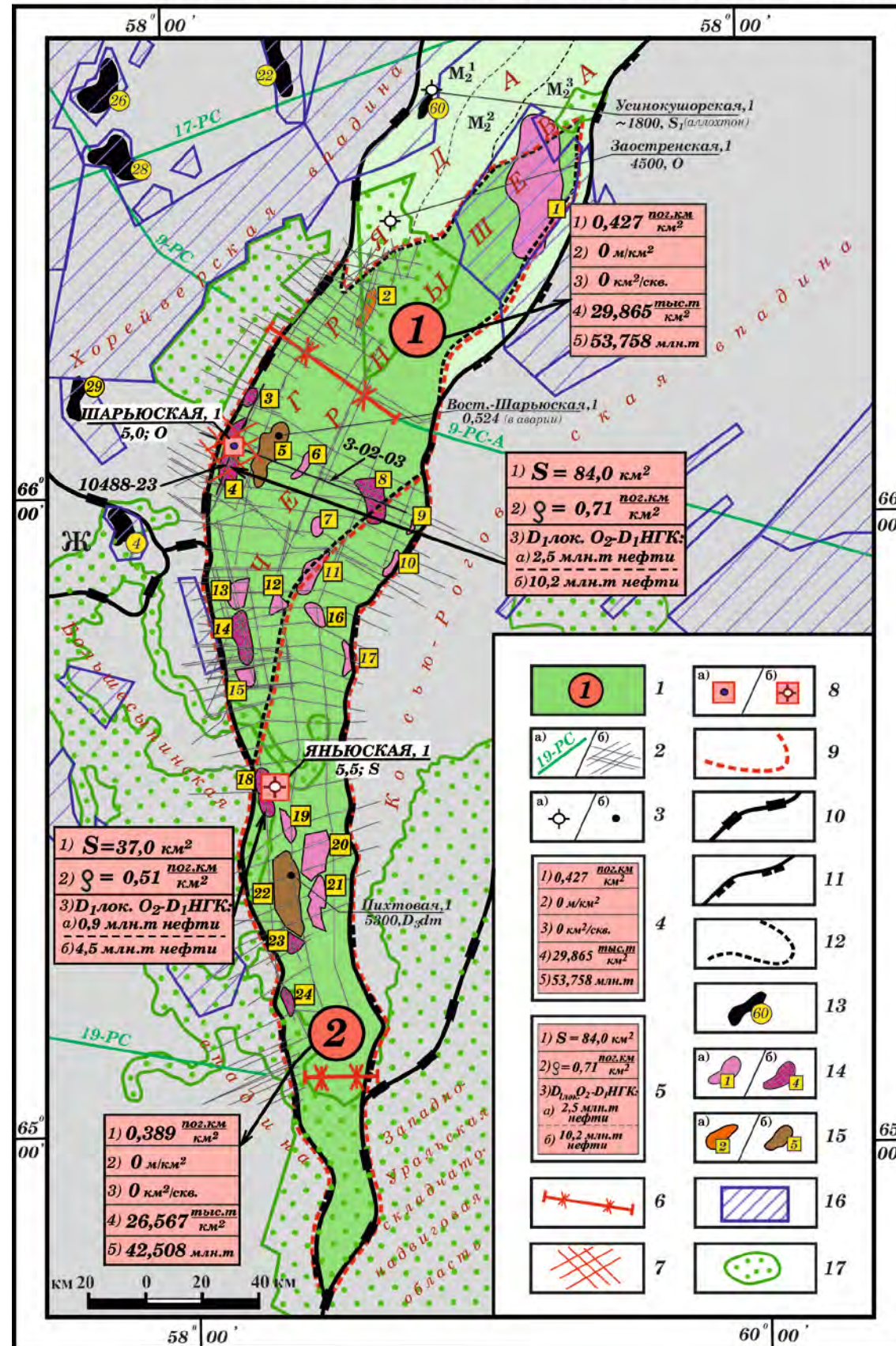
Поисково-оценочную скважину Шарьюская, 1 предлагается заложить на одноименной выявленной структуре, выделенной по результатам площадных работ на пересечении сейсмопрофилей 3-02-03 и 10488-23 (рис. 55). Глубина скважины 5,0 км. Возраст отложений на забое – ордовик (рис. 56). Прогнозные извлекаемые ресурсы нефти категории D₁лок. (извлекаемые), рассчитанные по методу геологических аналогий способом удельной плотности на единицу площади составляют – 2,5 млн.т., способом удельной плотности на единицу объема – 10,2 млн.т. Методы и способы оценки НСР и D₁лок. нефти в Шарью-Заостренской ЗНГН представлены в главе 1.

В ЗНГН необходимо доработать региональный сейсмопрофиль МОГТ 2D 9-РС-А в северо-западном направлении до зоны сочленения гряды Чернышева с Хорейверской впадиной, входящий в каркас опорных профилей Тимано-Печорской НГП (рис. 54). Рекомендуемая протяженность трассы сейсмопрофиля составит 60 пог.км. Ранее данный сейсмопрофиль общим объемом 59,63 пог.км был отработан ГФУП «ВНИИГеофизика» ОП «Спецгеофизика» двумя участками: 9-РС-А в западной части и 9-РС - восточной площади работ. Западная часть профиля также отработана двумя участками - в пределах Шарью-Заостренного блока гряды Чернышева и Кочмесской ступени Косью-Роговской впадины (рис. 57). В пределах Шарью-Заостренного блока объем сейсмопрофилирования составил 12,5 пог.км.

Рис. 54 Схема размещения рекомендуемых ГРП в перспективных (Шарью-Заостренская, Яньюская) ЗНГН южной части гряды Чернышева

Составила Лукова С.А., 2014 г.

Использованы материалы ОАО «Севергеофизика», ГФУП «ВНИИГеофизика» ОП «Спецгеофизика», Севзапнедра, ООО «ТП НИЦ», ФГУП «ВНИГРИ»



Условные обозначения

1 - перспективные ЗНГН: 1 - Шарью-Заостренская, 2 - Яньюская;

2-3 - изученность: 2 - отработанные сейсмопрофили МОГТ 2D: а) региональные и их номер, б) площадные; 3 - отдельные пробуренные скважины: а) параметрические, б) поисковые и разведочные; **4-5 - параметры:** 4 - ЗНГН: 1) изученность сейсморазведкой МОГТ 2D (пог.км/км²); 2) разбуренность О₂-D₁ НГК (м/км²); 3) разведанность О₂-D₁ НГК (км²/скв.); 4) плотность неразведанных ресурсов категорий C₃+D (извлекаемые) нефти (тыс.т/км²); 5) неразведанные НСР категорий C₃+D (извлекаемые) нефти (млн.т); **5 - выявленных структур**, в которых рекомендуется бурение поисково-оценочной скважины после проведения площадных работ параметрической: 1) расчетная площадь в автохтоне, км²; 2) плотность сейсмопрофилирования, пог.км/км²; 3) ресурсы D₁лок. карбонатного О₂-D₁ НГК, млн.т нефти (извлекаемые), рассчитанные способом: а) удельной плотности на единицу площади / б) удельной плотности на единицу объема; **6-8 - рекомендуемые виды ГРП:** 6 - 7 сейсмопрофили: 6 - региональные МОГТ 2D; 7 - площадные; 8 - скважины: а) поисково-оценочная (Шарьюская, 1), б) параметрическая (Яньюская, 1); **9-12 - границы:** 9 - перспективных ЗНГН, 10-12 структур: 10 - надпорядковых, 11 - I порядка, 12 - II порядка; **13 - отдельные залежи в О₂-D₁ НГК** (в кружке - номер месторождения в списке); **14-15 - структуры** (в квадрате - номер структуры в списке): 10 - выявленные в отложениях: а) верхнедевонско-триасовых, б) среднего ордовика-нижнего девона; 15а) - подготовленная к бурению по карбонатным отложениям верхнего девона, 15б) опосредованная бурением; **16 - действующие лицензии на разведку и добычу** (тип НЭ), на геологическое изучение с последующей разведкой и добычей (НР) по состоянию на 01.01.2014 г.; **27 - охраняемые территории, заповедники, заказники.**

Список структур:

- | | |
|--------------------------------|-------------------------------|
| 1 - Западно-Поварницкая, | 13 - Северо-Вильюская, |
| 2 - Вожаельская, | 14 - Вильюская, |
| 3 - Южно-Заостренская, | 15 - Малосынинская-I, |
| 4 - Шарьюская, | 16 - Еджидьюская, |
| 5 - Восточно-Шарьюская, | 17 - Западно-Кымбожьюская, |
| 6 - Табликаюская-I, | 18 - Яньюская-II |
| 7 - Западно-Сарьюгинская ю.к., | (Яньюская I+Северо-Пихтовая), |
| 8 - Сарьюгинская, | 19 - Верхнепихтовая, |
| 9 - б/н, | 20 - Восточно-Пихтовая, |
| 10 - Восточно-Сарьюгинская, | 21 - б/н, |
| 11 - Западно-Сарьюгинская-I, | 22 - Пихтовая, |
| 12 - Западно-Еджидьюская, | 23 - Восточно-Сынинская, |
| | 24 - Краснокаменская. |

Список месторождений, где выявлены залежи

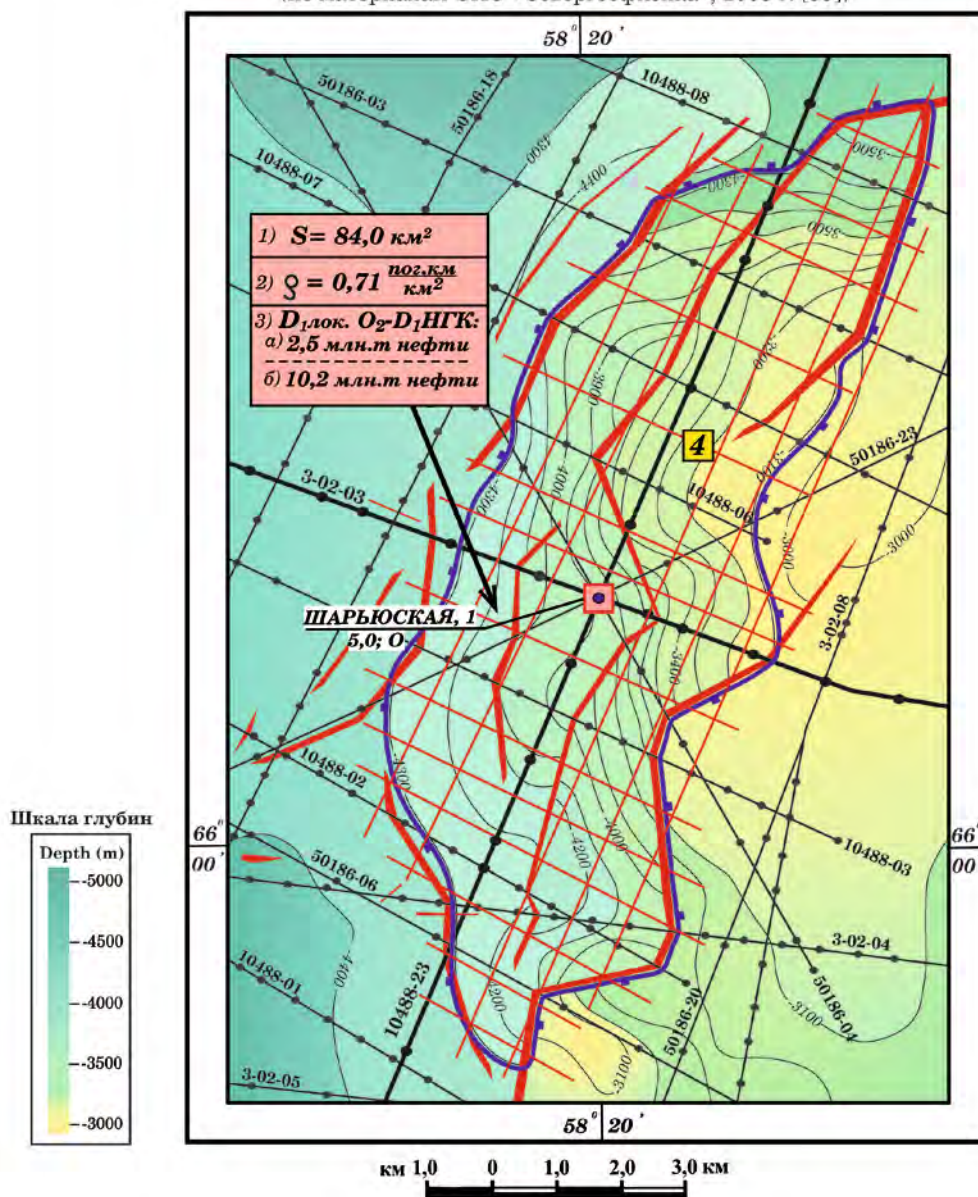
в карбонатном О₂-D₁ НГК:

- | | |
|---------------------------|------------------------------|
| 4 - Леккерское, | 28 - Баганское, |
| 22 - Среднемакарихинское, | 29 - Восточно-Мастерьевское, |
| 26 - Северо-Баганское, | 60 - Усинокушшорское. |

Ж - Печоро-Колвинский авлакоген
M₂¹ - Хоседаюская антиклинальная зона
M₂² - Адзавомская депрессия
M₂³ - Тальбейский блок

Рис. 55 Структурная карта по отражающему горизонту III-IV (S-D₃) Шарьюской выявленной структуры (автохтон)

(по материалам ОАО «Севергеофизика», 2003 г. [99])



Условные обозначения



1 - линии сейсмопрофилей МОГТ 2D и их номера; 2 - изогипсы отражающего горизонта, м;
 3 - тектонические нарушения, предполагаемые по данным сейсморазведочных работ; 4 - номер структуры в списке (рис. 54); 5-6 - скважины: 5 - пробуренная поисково-оценочная, не вскрывшая O_2-D_1 НГК; 6 - рекомендуемые: а) поисково-оценочная, б) параметрическая (в знаменателе - глубина, км; возраст отложений на забое); 7 - рекомендуемые площадные сейсмопрофили; 8 - контур расчетной площади структуры в автохтоне.

Остальные условные обозначения на рис. 54

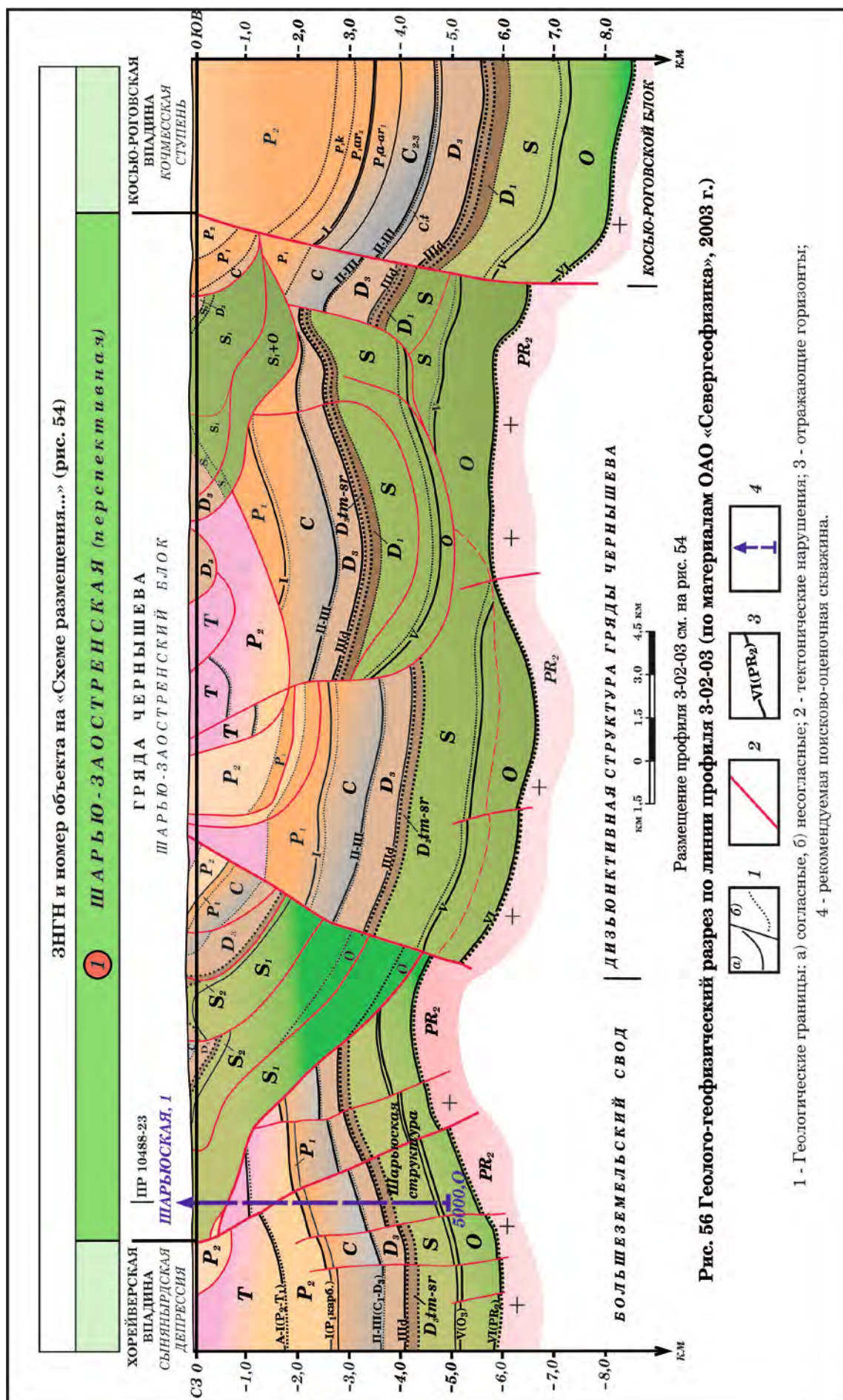
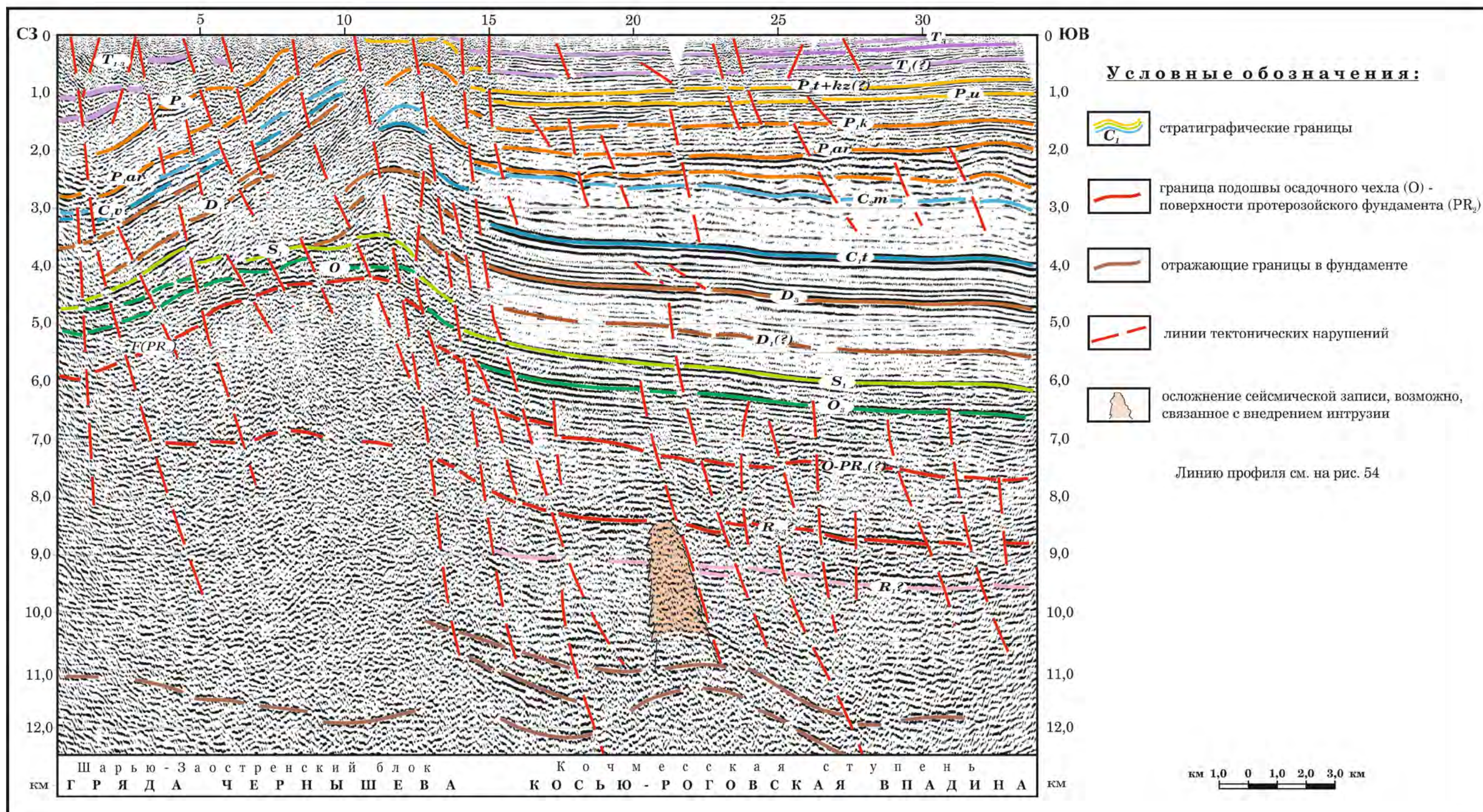


Рис. 57 Геолого-геофизическая модель строения Шарью-Заостренного блока гряды Чернышева и Кочмесской ступени Косью-Роговской впадины по профилю 9-РС-А

(по материалам ГФУП «ВНИИГеофизика» ОП «Спецгеофизика», 2009 г. [116] Ответственный исполнитель - Р.З. Ченборисова)



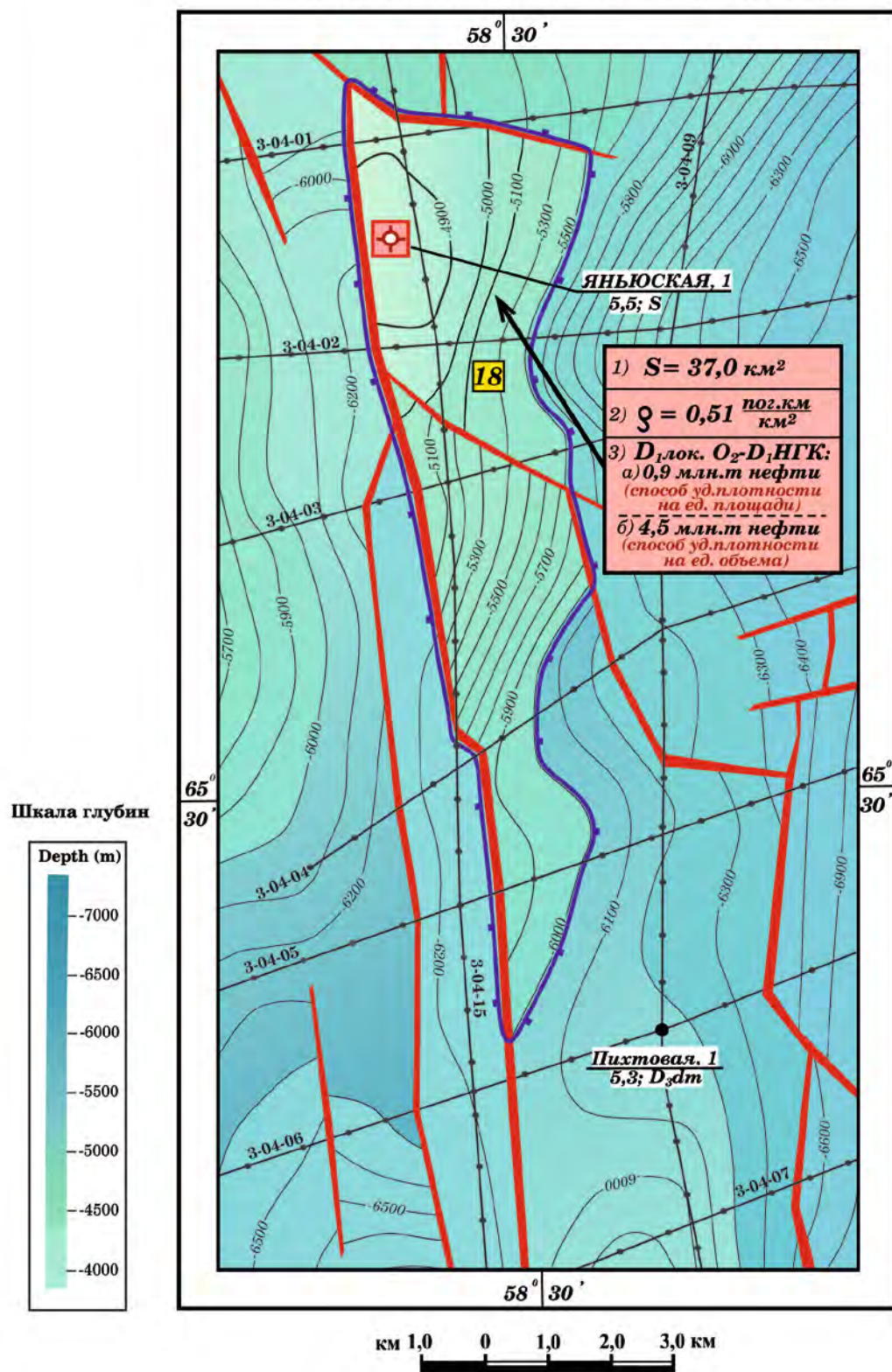
Погодные условия и географическая обстановка, по мнению авторов отчета, не позволили состыковать отработанный сейсмопрофиль с его восточным окончанием, выполненным ранее ОАО «Севергеофизика» [116].

О строении Шарью-Заостренской ЗНГН также можно судить по литолого-стратиграфическому разрезу параметрической скважины Заостренская, 1 и сейсмическому – на одноименной локальной структуре, которая расположена, как и Шарью-Заостренская ЗНГН, в Хоседаюско-Воргамусюрском НГР (рис. 58, 59). Следует отметить, что в Шарью-Заостренской ЗНГН была начата бурением Восточно-Шарьюская поисковая скважина на одноименной выявленной структуре (ООО «Лукойл-Коми»). Однако, скважина на глубине 524 м попала в аварию. Возраст отложений, пройденных скважиной, не установлен.

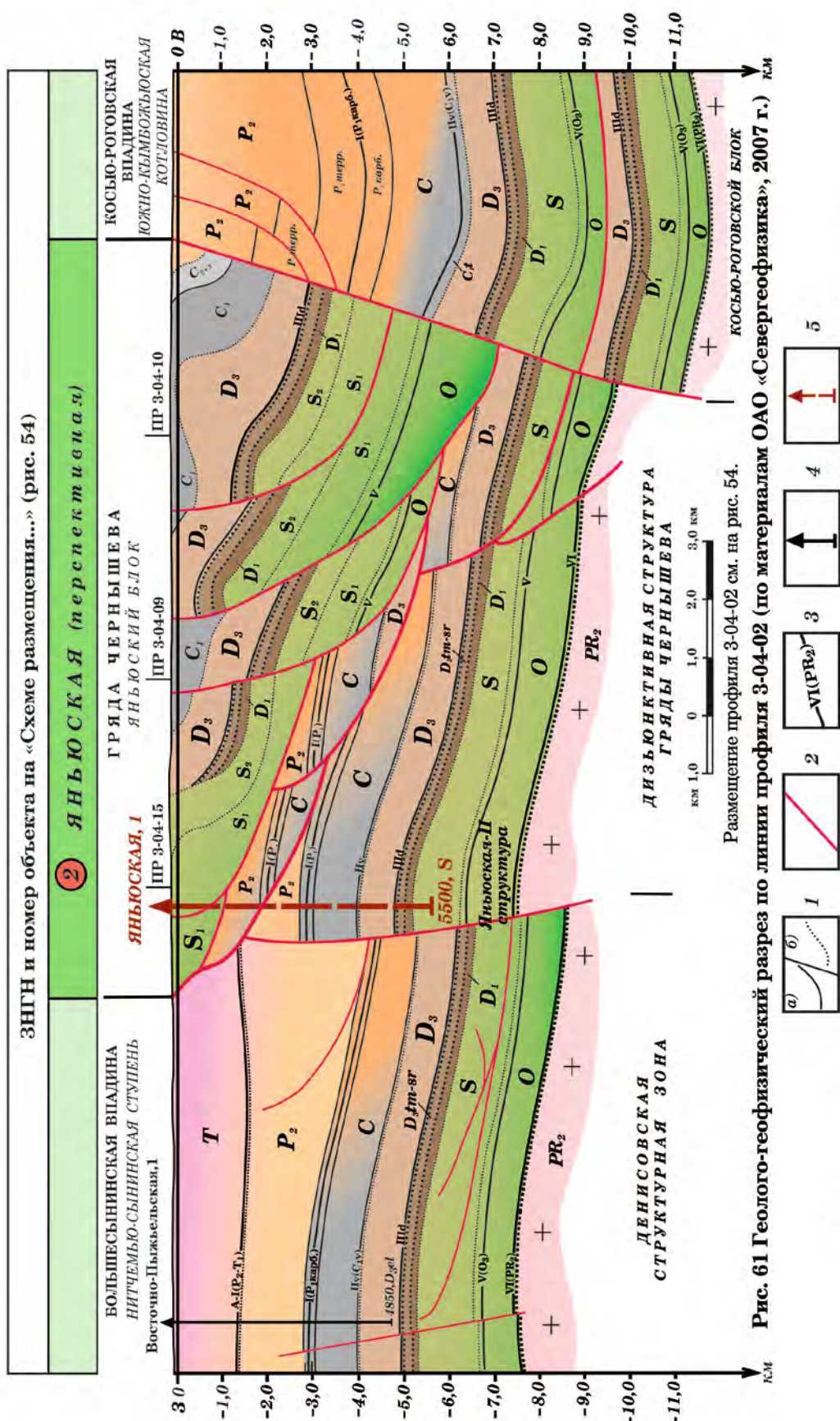
Яньюская (II этап) перспективная ЗНГН приурочена к одноименному блоку, расположенному в южной оконечности гряды Чернышева. Геологическое пространство ЗНГН, площадью 1,6 тыс.км², находится в нераспределенном фонде недр. ЗНГН размещается в Хоседаюско-Воргамусюрском НГР Северо-Предуральской НГО [55]. Изученность сейсморазведочными работами МОГТ 2D – 0,389 пог.км/км². Бурением ЗНГН не изучена. Неразведанные извлекаемые ресурсы нефти в карбонатном НГК оцениваются в 42,508 млн.т. Их плотность – 26,567 тыс.т/км² (рис. 54).

В пределах Яньюской ЗНГН рекомендуется бурение параметрической скважины Яньюская, 1 на одноименной выявленной структуре – II. Глубина скважины - 5,5 км. Возраст отложений на забое скважины – силур (рис. 60, 61). Параметры Яньюской-II структуры следующие: расчетная площадь в автохтоне – 37,0 км², плотность сейсмопрофилирования МОГТ 2D – 0,51 пог.км/км². Прогнозные извлекаемые ресурсы нефти категории D₁лок. (извлекаемые), рассчитанные по методу геологических аналогий способом удельной плотности на единицу площади составляют – 0,9 млн.т., способом удельной плотности на единицу объема – 4,5 млн.т. Методы и способы оценки НСР и D₁лок. нефти в Яньюской ЗНГН представлены в главе 1.

Рис. 60 Структурная карта по отражающему горизонту Πf_1 (D_3f_1)
Яньюской-II выявленной структуры (автохтон)
 (по материалам ОАО «Севергеофизика», 2007 г. [100])



Условные обозначения см. на рис. 55



В Яньюской ЗНГН и через её сочленение со впадинами Предуральяского прогиба - Большесынинской на западе, Косью-Роговской на востоке, следует доработать региональный сейсмопрофиль МОГТ 2D 19-РС, входящий в каркас опорных профилей Тимано-Печорской НГП. Рекомендуемая протяженность трассы сейсмопрофиля составит 40 пог.км (рис. 54).

В результате полученных материалов по региональному сейсмопрофилю МОГТ 2D 19-РС определена максимальная мощность осадочного чехла Большесынинской впадины, которая составляет 7-9 км в наиболее ее погруженной части (рис. 62). Наибольший интерес во впадине могут представлять преимущественно карбонатные отложения девона-ордовика, в которых выявлены седиментационные объекты, связываемые с органогенными постройками.

Проведение ГРП по этапу II зависит от результатов, полученных по I этапу. К изложенным выше рекомендациям по геолого-геофизическому изучению поддоманиковых отложений на нераспределенном фоне недр необходимо сделать следующие пояснения. Предлагаемые рекомендации по региональному изучению поддоманиковых отложений не противоречат «Проекту Программы ГРП на нефть и газ на период 2015-2020 гг. по территории Северо-Западного ФО», разработанному ФГУП «ВНИГРИ», а дополняют ее [107]. В рекомендациях лишь расширен перечень объектов, предлагаемых к изучению.

В перспективных Шарью-Заостренской и Яньюской ЗНГН прогнозируется открытие средних и мелких месторождений нефти. Затраты на ГРП составят (млн. руб.): 2191,0, в т.ч. площадная сейсморазведка МОГТ 2D – 42,0, региональная – 34,0; бурение: поисково-оценочное – 610,0, параметрическое – 1505,0. Сроки проведения работ: этап I – 6 лет, этап II – 4 года (табл. 21).

При планировании бурения скважин на гряде Чернышева необходимо учитывать распространение в ее пределах островной многолетней мерзлоты. Мощность мерзлоты составляет 15 м. Ее верхняя граница залегает на глубинах

Рис. 62 Геолого-геофизическая модель строения Вяткинской депрессии и Нитчемью-Сынинской ступени Большесынинской впадины
Предуралья по профилю 19-РС

(по материалам ГФУП «ВНИИГеофизика» ОП «Спецгеофизика», 2009 г. [115] Ответственный исполнитель - Р.З. Ченборисова)

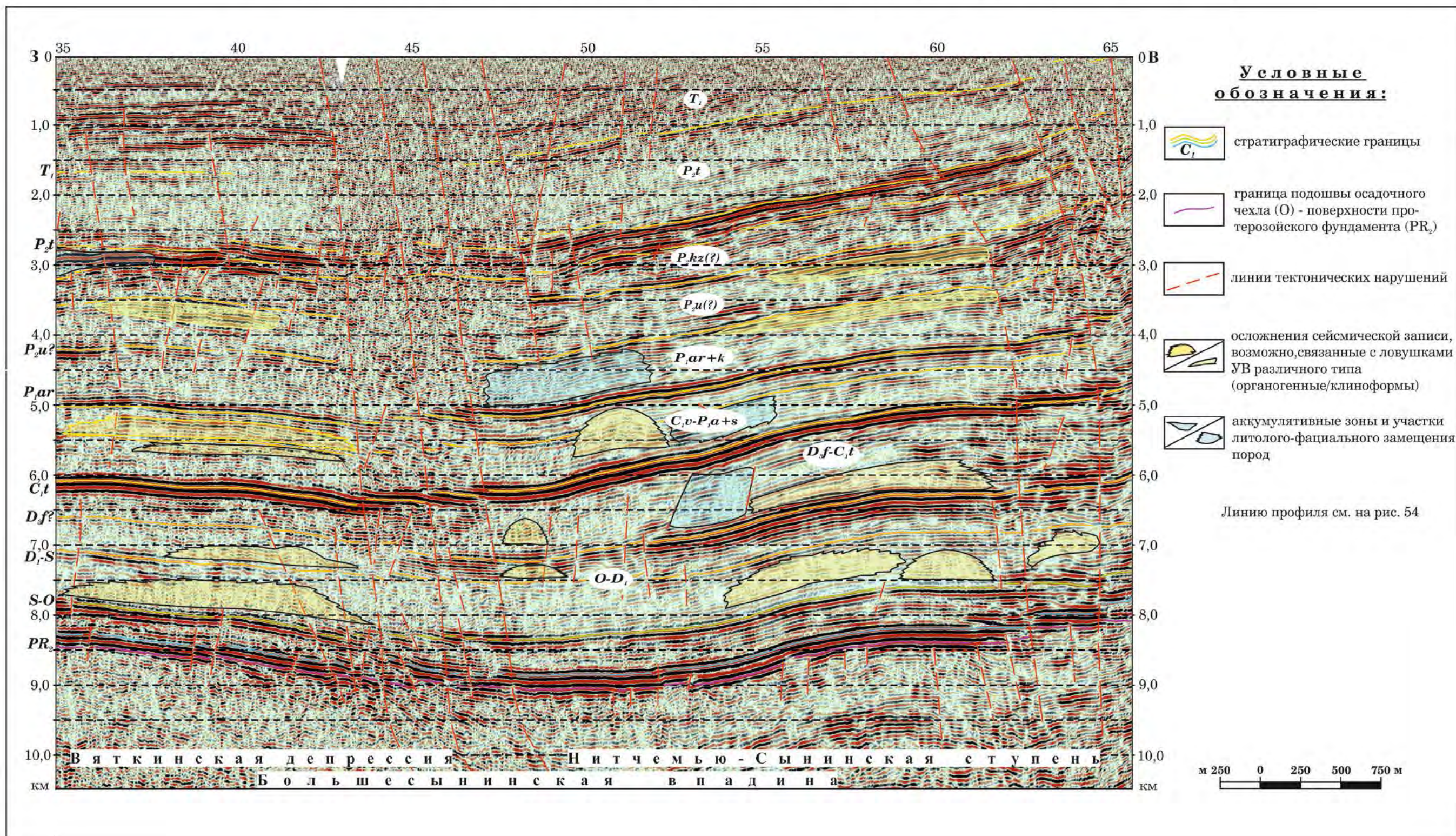


Таблица 22

Программа освоения УВ-потенциала поддоманиковых отложений юга гряды Чернышева*

Составила Лукова С.А., 2014 г.

№ №	Виды работ	ЗНГН	Ед. изм.	ЭТАП I														ЭТАП II										I, II ЭТАПЫ	
				2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.		Итого 2015-2020 гг.		2021 г.		2022 г.		2023 г.		2024 г.		Итого 2021-2024 гг.		Итого 2015-2024 гг.	
				объем	млн. руб.	объем	млн. руб.	объем	млн. руб.	объем	млн. руб.	объем	млн. руб.	объем	млн. руб.	объем	млн. руб.	объем	млн. руб.	объем	млн. руб.	объем	млн. руб.	объем	млн. руб.	объем	млн. руб.	объем	млн. руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1.	Сейсмо-разведочные работы МОГТ 2D, в т.ч.:		пог. км	-	3,0	150,0	36,0	-	3,0	-	3,0	60,0	13,2	-	3,0	210,0	61,2	-	3,0	40,0	8,8	-	3,0	-	-	40,0	14,8	250,0	76,0
1.1	<u>Площадные</u> (подготовка Шарьюской структуры к поисково-оценочному бурению)	Шарью-Заостренская	пог. км	-	3,0	150,0	36,0	-	3,0	-	-	-	-	-	-	150,0	42,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	150,0	42,0
1.2	<u>Региональные</u> (доработка сейсмо-профиля 9-РС-А)		пог. км	-	-	-	-	-	-	-	3,0	60,0	13,2	-	3,0	60,0	19,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60,0	19,2
1.3	<u>Региональные</u> (доработка сейсмо-профиля 19-РС)	Яньюская	пог. км	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,0	40,0	8,8	-	3,0			40,0	14,8	40,0	14,8
2.	Бурение, в т.ч.:		м	-	-	-	-	-	-	-	10,0	3500,0	420,0	1500,0	180,0	5000,0	610,0	-	10,0	3500,0	945,0	2000,0	540,0	-	10,0	5500,0	1505,0	10500,0	2115,0
2.1	<u>Поисково-оценочное</u> (скважина Шарьюская,1)	Шарью-Заостренская	м	-	-	-	-	-	-	-	10,0	3500,0	420,0	1500,0	180,0	5000,0	610,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5000,0	610,0
2.2	<u>Параметрическое</u> (скважина Яньюская,1)	Яньюская	м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,0	3500,0	945,0	2000,0	540,0	-	10,0	5500,0	1505,0	5500,0	1505,0
3.	Всего затраты на ГРП:				3,0		36,0		3,0		13,0		433,2		183,0		671,2		13,0		953,8		543,0		10,0		1519,8		2191,0

• под УВ-потенциалом понимаются возможности отложений (НГК), определяемые комплексом геолого-геохимических критериев, содержать запасы и ресурсы нефти и газа

0,5-1,0 м, нижняя - 15,0-16,0 м [24].

О современных условиях сохранности залежей УВ в выделенных перспективных ЗНГН карбонатного среднеордовикско-нижнедевонского НГК можно судить по гидрохимическим показателям (табл. 23).

Таблица 23

Гидрохимические показатели сохранностей залежей УВ [32]

Условия сохранности залежей УВ	Гидрохимические показатели			
	Минерализация вод, г/л	Показатель генезиса вод, Cl/Br	Коэффициент метаморфизации вод, rNa/rCl	Коэффициент закрытости недр, Br*100/H
Малоблагоприятные	<50	>292	>0,87	<5
Благоприятные	50-150	220-292	0,73-0,87	5-15
Высоко-благоприятные	>150	<220	<0,73	>15

Высокоблагоприятными условиями сохранности залежей нефти и газа характеризуются Денисовская структурная зона и Колвинский мегавал Печоро-Колвинского авлакогена, Хорейверская впадина (рис. 63). Благоприятные условия сохранности залежей УВ установлены в автохтоне гряды Чернышева, Верхнепечорской впадине Предуральского прогиба и на восточном склоне Омра-Лыжской седловины Ижма-Печорской синеклизы. В целом по заключению Л.В. Мигунова и Л.З. Аминова карбонатный среднеордовикско-нижнедевонский НГК перспективен в первую очередь на землях, где он перекрыт тиманско-саргаевской покрывкой [32].

5.2. Новые объекты лицензирования

Новыми объектами лицензирования на геологическое изучение недр с целью поисков и оценки месторождений УВ-сырья рассматриваются по состоянию на 01.01.2014 г.: перспективная Денисовская ЗНГН в карбонатном НГК и отдельные участки нераспределенного фонда недр установленных ЗНГН - Требса-Титова (в карбонатном НГК), Печоро-Кожвинская (в терригенном) (рис. 52). На таких участках отсутствуют: 1 - действующие лицензии на право пользования недрами; 2 - месторождения УВ в поддоманиковых и вышележащих НГК, учтенные государственными и региональными

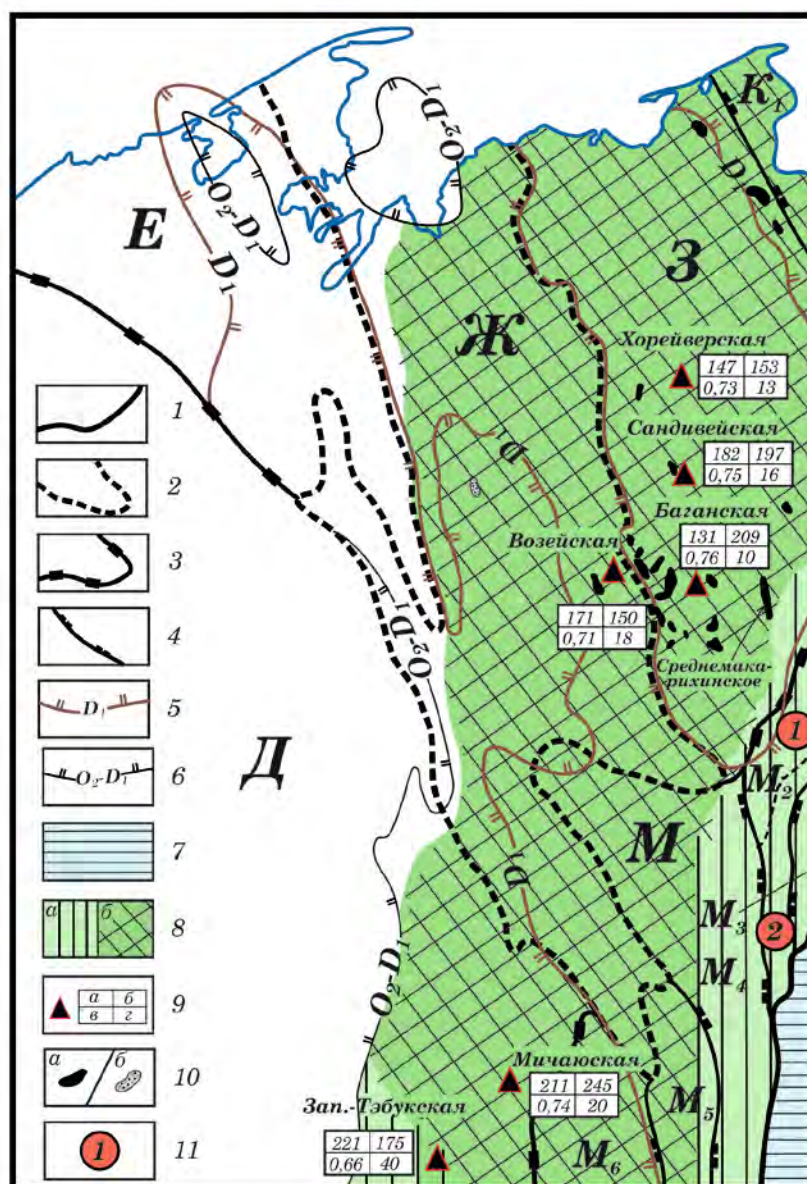


Рис. 63 Схема современной сохранности залежей УВ в карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском НГК по гидрохимическим показателям.

Составлено с использованием материалов Л.В. Мигунова, Л.З. Аминова [32]

Условные обозначения: 1 - 6 - границы: 1 - Тимано-Печорской провинции; 2 - Печоро-Колвинского авлакогена; 3 - других надпорядковых тектонических элементов; 4 - I порядка; 5 - выклинивания отложений нижнего девона; 6 - O_2-D_1 НГК; 7 - региональные площади питания подземных вод; 8 - современные гидрохимические условия для сохранения залежей УВ: а - благоприятные, б - высокоблагоприятные; 9 - локальные структуры и гидрохимические условия сохранности залежей УВ: а - минерализация вод г/л, б - показатель генезиса вод Cl/Br, в - коэффициент метаморфизации вод rNa/rCl , г - коэффициент закрытости недр Br^*100/H ; 10 - отдельные залежи в O_2-D_1 НГК: а) нефтяные, б) газоконденсатные, 11 - ЗНГН: ① - Шарью-Заостренская, ② - Яньюская.

Элементы тектонического районирования: Д - Ижма-Печорская синеклиза, Е - Малоземельско-Колгуевская моноклираль, Ж - Печоро-Колвинский авлакоген, З - Хорейверско-Печороморская синеклиза, К₁ - Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона; М - Предуральский прогиб: М₂ - Гряда Чернышева (автохтон), М₃ - Косью-Роговская впадина, М₄ - Большесынинская впадина, М₅ - Среднепечорское поперечное поднятие, М₆ - Верхнепечорская впадина.

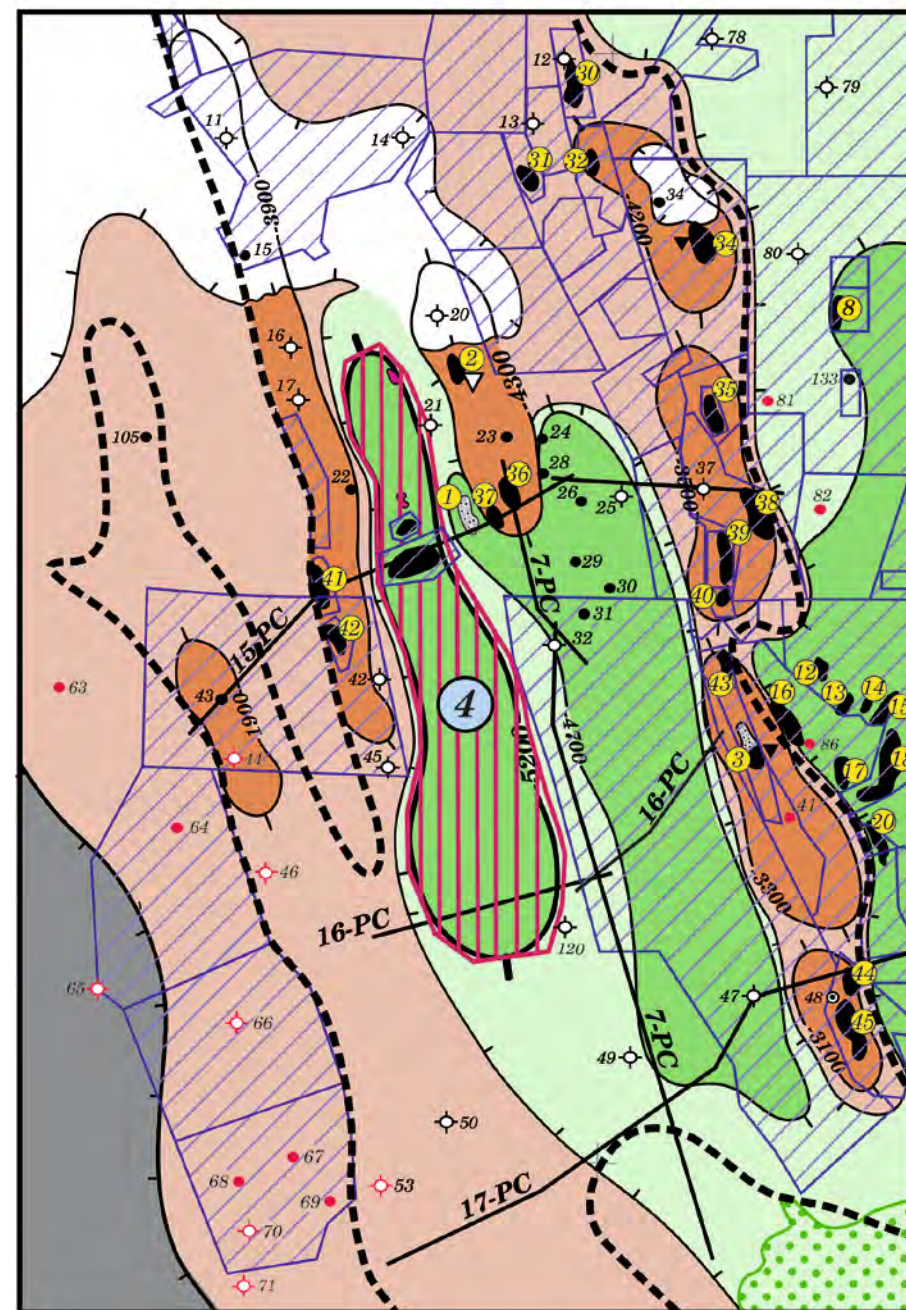
балансами запасов и ресурсов за 2013 г.; 3 - охраняемые территории: здесь не ведутся геологоразведочные работы, выполняемые за счет средств федерального бюджета и бюджетов субъектов РФ (Ненецкий автономный округ и Республика Коми).

Перспективная Денисовская ЗНГН локализована в пределах одноименного вала Печоро-Колвинского авлакогена. Вал намечен по материалам двух региональных сейсмопрофилей МОГТ 2D – 15-РС и 16-РС (рис. 64). Плотность сейсмопрофилирования МОГТ 2D составляет 2,5 пог.км/км². По поверхности фундамента вала соответствует поднятие амплитудой 300-350 м. По подошве отложений доманика амплитуда вала уменьшается до 200 м. ЗНГН оконтурена изогипсой минус 5200 м. НГК среднего одовика-нижнего девона в ЗНГН скважинами не вскрыт. Мелкие месторождения нефти выявлены только в карбонатных доманиково-турнейском и средневизейско-нижнепермском НГК (Тибейвисское и Северо-Тибейвисское месторождения). ЗНГН размещается в Лайско-Лодминском НГР Печоро-Колвинской НГО [55]. Незалицензированная площадь ЗНГН составляет 2,4 тыс.км².

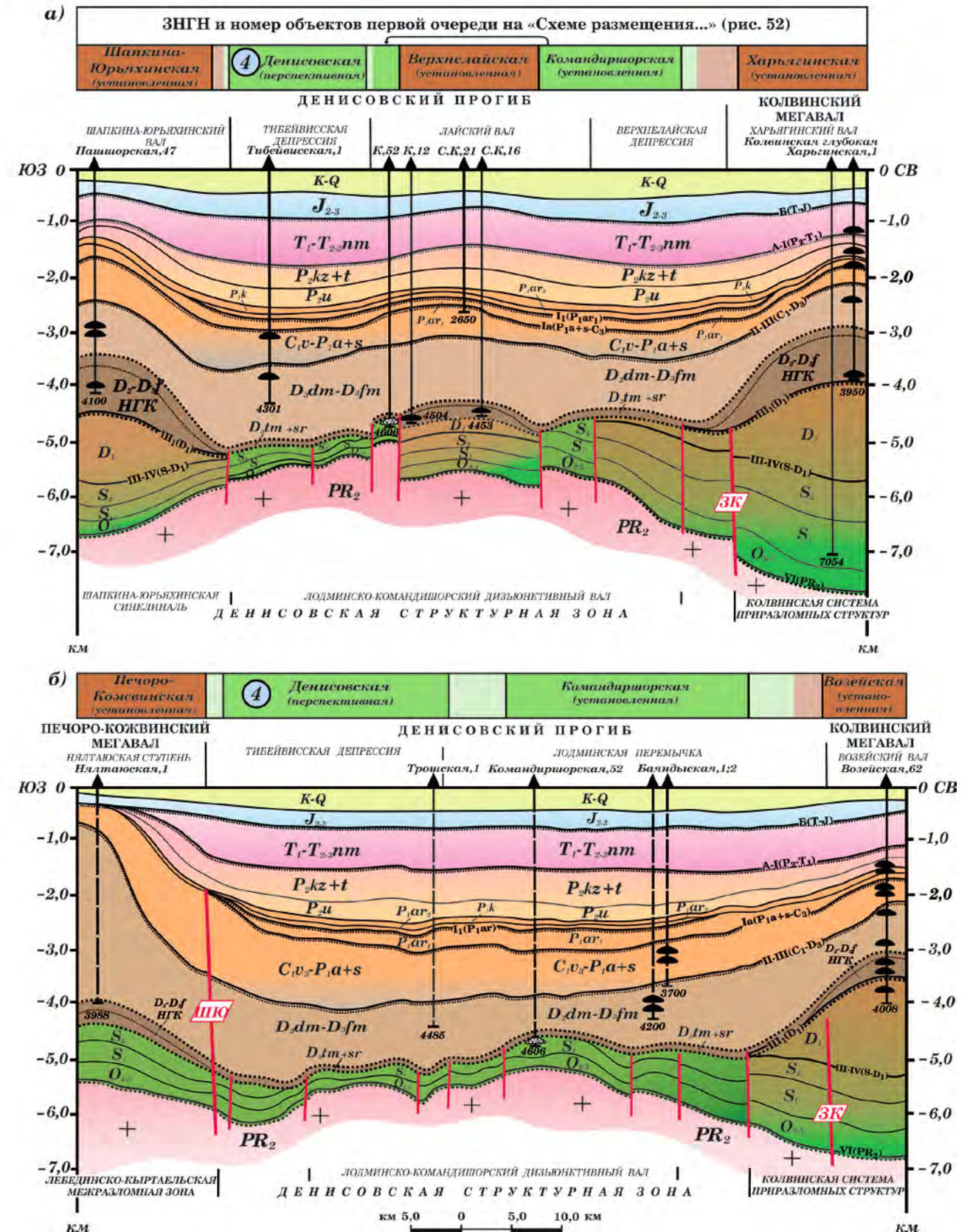
Установленная Требса-Титова ЗНГН выделена в карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском НГК. По кровле НГК ЗНГН оконтурена изогипсой минус 4000 м. Среднеордовикско-нижнедевонский НГК ЗНГН вскрыт 5 параметрическими скважинами (Садаягинская, 1; Южно-Садаягинская, 51; Малиновская, 1; Северо-Хоседаюская, 1; Западно-Сорокинская, 1). В пределах ЗНГН проходят трассы отработанных региональных сейсмопрофилей МОГТ 2D вкрест простирания - Р-1-VI-91, Р-2-92, Р-41, Р-3-92, Р-7-90, по простиранию - Р-8-90 и Р-20. Плотность регионального сейсмопрофилирования - 0,09 пог.км/км². ЗНГН приурочена к валу Требса-Титова Большеземельско-Печороморской антеклизы.

Скопления нефти контролируются ловушками структурно-стратиграфического и структурного типов. ЗНГН трансформирована субширотным правосторонним сдвигом. Площадь ЗНГН – 3,5 тыс.км², в том числе незалицен-

Рис. 64 Геолого-геофизическая модель строения Денисовской перспективной ЗНГН по профилям 15-РС (а) и 16-РС (б) составила Лукова С.А., 2014 г. (По материалам ООО «ТП НИЦ», ОАО «Севергеофизика», 2002 г., 2008 г.)



1-2 - Геологические границы: 1 - согласные, 2 - несогласные; 3 - тектонические нарушения; 4 - отражающие горизонты.



зированная ее часть достигает 1,3 тыс.км² (рис. 52).

ЗНГН размещается в восточной части Коллависовского НГР Хорейверской НГО [55]. В карбонатном среднеордовикско-нижнедевонском НГК открыто 3 нефтяных месторождения - им. Р.Требса (крупное), им. А.Титова (среднее) и Ямботинское (мелкое). Карбонатный коллектор низкоемкий, высокопроницаемый, трещиноватый. Начальные дебиты нефтяных скважин составляли 380-630 т/сут (скважины сверхвысокодебитные). Нефти карбонатного НГК среднего ордовика-нижнего девона легкие ($<0,870 \text{ г/см}^3$), мало- и среднесернистые (0,29-0,53%). В пределах ЗНГН залежи УВ выявлены также в карбонатном доманиковотурнейском НГК (им. Р.Требса, Ямботинское, Колвинское, Пасседское, Верхнеколвинское, Висовое, Северо-Хоседаюское месторождения). На участке, рекомендуемом к лицензированию, сосредоточено 13 выявленных и 9 подготовленных к бурению структур.

Установленная Печоро-Кожвинская ЗНГН выделена в границах распространения эйфельско-джьерских отложений среднедевонско-франского НГК. Выклинивание этих отложений происходит на абсолютных отметках минус 2400-2800 на западе, 4200-5000 на востоке (рис. 52). Среднедевонско-франский НГК в ЗНГН вскрыт параметрическими скважинами (Кипиевская, 1, Шапкинская, 2 Янгытская, 2 и др.). В пределах ЗНГН проходят трассы отработанных региональных сейсмопрофилей МОГТ 2D - Р-7-98, Р-2, 15-РС, 16-РС, 17-РС, Р-17-10, 18-РС и 19-РС (вкрест простирания), 5-РС и 28-РС (по простиранию). Плотность регионального сейсмопрофилирования - $0,03 \text{ пог.км/км}^2$. ЗНГН приурочена к Восточному борту Ижма-Печорской синеклизы, Печоро-Кожвинскому мегавалу, южным частям Малоземельско-Колгуевской моноклинали и Шапкина-Юрьяхинского вала. ЗНГН размещается в пределах Мутноматериково-Лебединского НГР (Печоро-Колвинская НГО), южной части Нарьян-Марского НГР (Малоземельско-Колгуевская НГО) и восточной Седуяхинско-Кипиевского НГР (Ижма-Печорская НГО) [55]. Площадь ЗНГН составляет 36,5 тыс.км², в

том числе незалицензированный ее участок - 15,7 тыс.км². В незалицензированной части ЗНГН по подошве отложений доманика в районе параметрической скважины Мутноматериковая, 2 оконтурен вал по изогипсе минус 2000 м (рис. 52).

Скопления УВ контролируются ловушками литологического, структурно-литологического и структурного типов. В пределах ЗНГН в терригенном среднедевонско-франском НГК открыты 2 залежи на средних (Южно-Лыжское, Кыртаельское) и 15 на мелких месторождениях. На рекомендуемом к лицензированию участке недр сосредоточено 15 выявленных и 9 подготовленных к бурению структур. Извлекаемые ресурсы нефти категории С₃ подготовленных структур – более 15 млн.т. Перспективные ресурсы свободного газа – менее 1,5 млрд.м³.

Терригенный коллектор среднедевонско-франского НГК порового типа - низко-высокоемкий, средне- и высокопроницаемый. Нефтяные скважины - низко-сверхвысокодебитные. Газовые скважины – средне-высокодебитные. Нефть месторождений - легкая (<0,870 г/см³), мало- и среднесернистая (0,02-2,0%). Свободный газ и газ газовых шапок содержит 2,5-4,1% азота, 0,1-0,3% - углекислого газа.

Таким образом, результаты выполненных исследований по обоснованию приоритетных направлений, видов и объемов ГРП на УВ-сырье сводятся к следующему:

- научно обоснованы новые направления (ЗНГН) поисков месторождений УВ на нераспределенном фонде недр, где плотность неразведанных ресурсов нефти, установленная методом интервальной оценки, составляет 29,865 тыс.т./км² (Шарью-Заостренская) и 26,567 тыс.т./км² (Яньюская);

- составлена программа поэтапного освоения УВ-потенциала карбонатного среднеордовикско-нижнедевонского НГК, находящегося в автохтоне южной части гряды Чернышева, включающая площадное и региональное сейсмопрофилирование, бурение поисково-оценочной и

параметрической скважин. Объем поисково-оценочного бурения (1 скважина) составит 5,0 тыс.м., параметрического (1 скважина) – 5,5 тыс.м.; протяженность трасс региональных сейсмопрофилей МОГТ 2D - 100 пог.км, площадных – 150 пог.км. Затраты на ГРП составят 2191,0 млн. руб. Срок работ по I-II этапу – 10 лет, в том числе I этап – 6 лет, II – 4 года.

- предлагаемые рекомендации по геолого-геофизическому изучению поддоманиковых отложений не противоречат Проекту программы ГРП на период 2015-2020 гг., а лишь дополняют ее [107];

- выделены новые объекты лицензирования на геологическое изучение недр с целью поисков и оценки месторождений УВ-сырья (лицензии типа НП).

Закключение

Основные результаты проведенных исследований сводятся к следующему.

1. В неразведанной части НСР нефти и газа поддоманиковых НГК преобладают категории D (81,5 % - на суше, 100% - на шельфе).

2. Составлен эталон (Макариха-Салюкинская ЗНГН), оценены НСР и прогнозные ресурсы нефти категории D₁лок. карбонатного НГК перспективных ЗНГН (Шарью-Заостренская, Яньюская), находящихся в автохтоне юга гряды Чернышева.

3. Уточнено структурно-тектоническое районирование центральных и восточных районов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по подошве отложений доманика.

4. Одной из главных особенностей геологического строения региона является несоответствие выделенных в работе по подошве отложений доманика элементов тектонического районирования I, II порядков отдельным структурам по поверхности фундамента и по кровле карбонатов «карбона – нижней перми», закартированным ранее другими авторами.

5. Выявлена зональность в распространении поддоманиковых НГК, выходящих под подошву отложений доманика. На востоке и юго-востоке под подошву отложений доманика, перекрытый монохронной тиманско-саргаевской покрывкой, выходит карбонатный НГК; на западе и северо-западе - терригенный.

6. Выделяются ловушки УВ структурного, стратиграфического, литологического типов и их комбинации. Наибольшее распространение имеют ловушки структурного со взбросовыми экранами и комбинированного типов.

7. ЗНГН контролируются структурными формами II порядка, унаследованными от деформаций поверхности фундамента, и наложенными (инверсионные, складчато-надвиговые).

8. Разработана по комплексу геологических критериев пространственно-

временная модель формирования ЗНГН, в основу которой положены исследования автора по реконструкции фанерозойской истории тектонического развития надраннеордовикских поддоманиковых НГК на отрезках времени, соответствующих каледонскому, герцинско-раннекиммерийскому, позднекиммерийско-альпийскому циклам тектогенеза и их этапам.

9. Выявленное разнообразие по длительности формирования ЗНГН и структурных форм их контролирующих - результат последовательно проявлявшихся в фанерозойский эон режимов континентального рифтогенеза, пострифтового прогибания, инверсии, складчато-надвигового, изостазии.

10. Тиманско-саргаевская надежная монокронная покрывка, регионального распространения, перекрывает два различных по литолого-фациальному составу и возрасту НГК, где локализуются установленные и перспективные ЗНГН.

11. Научно обоснованы новые направления (ЗНГН) поисков месторождений УВ на нераспределенном фонде недр, где плотность неразведанных ресурсов нефти, установленная методом интервальной оценки, составляет 29,865 тыс.т./км² (Шарью-Заостренская) и 26,567 тыс.т./км² (Яньюская).

12. Перспективные ЗНГН в автохтоне по гидрохимическим показателям находятся в благоприятных условиях сохранности залежей УВ.

13. Составлена программа поэтапного освоения УВ-потенциала карбонатного НГК, находящегося в автохтоне южной части гряды Чернышева, включающая площадное и региональное сейсмо-профилирование, бурение поисково-оценочной и параметрической скважин. Затраты на ГРП составят 2191,0 млн. руб. Сроки: этап I – 6 лет; II – 4 года.

14. Определены новые объекты лицензирования: а) перспективная Денисовская ЗНГН; б) отдельные участки нераспределенного фонда установленных Требса-Титова и Печорокожвинской ЗНГН.

Список литературы

Опубликованная литература

1. Аминов Л.З., Панева А.З. Региональные перерывы в фанерозойских отложениях Печорского седиментационного бассейна // Печорский нефтегазоносный бассейн (геология, геохимия): Труды Института Геологии Коми НЦ УрО АН СССР. Вып. 64. Сыктывкар, 1988. - с. 48-54.
2. Анищенко Л.А., Данилевский С.А. Прогноз зон нефтегазонакопления в основных нефтегазоносных комплексах Тимано-Печорской провинции // Труды IX геологической конференции Республики Коми. Сыктывкар, 1981, - с. 27-31.
3. Антоновская Т.В., Данилов В.Н. История геологического развития Среднепечорского поперечного поднятия // Сборник тезисов международной конференции «Современные проблемы геологии нефти и газа», посвященной 100-летию со дня рождения М.Ф. Мирчинка. – М.: ИГиРГИ, 2001. – 7 с.
4. Астафьев Д.А. Роль рифтогенеза в размещении зон нефтегазонакопления (на примере осадочных бассейнов России) // Сборник научных трудов «Геодинамика, стратиграфия и нефтегазоносность осадочных бассейнов России». – М.: ВНИГНИ, 2001. - с. 37-58.
5. Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф., Шапиро А.И., Яковлева Л.А., Климова Л.И. (рецензент д.г.-м.н. М.В. Дахнова (ФГУП «ВНИГНИ»)) Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – 164 с.
6. Бакиров А.А. О классификации и геотектонических закономерностях размещения крупных территорий (региональных зон) нефтегазонакопления в земной коре // В кн.: Труды МИНХ и ГП, выпуск 24. – М., 1959. – с. 43-45.
7. Бакиров А.А. Зоны нефтегазонакопления – объект прогнозов и поисков. Закономерности формирования и размещения // Закономерности формирования скоплений нефти и газа в платформенных нефтегазоносных

провинциях СССР. Л., 1985. - с. 17-28.

8. Башилов В.И. Линеаменты и проблемы нефтегазоносности севера Восточно-Европейской платформы. Издательство вузов. Геология и разведка. 1981, № 1. – с. 13-17.

9. Белонин М.Д., Прищепа О.М., Теплов Е.Л., Буданов Г.Ф. и др. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения. – СПб.: Недра, 2004. – 396 с.

10. Белякова Л.Т., Кушнарера Т.И. Магматические проявления в нефтегазоносных комплексах Тимано-Печорской провинции // В сб.: Закономерности размещения зон нефтегазонакопления в Тимано-Печорской провинции. Труды ВНИГРИ. – Л., 1986. – с. 57-66.

11. Белякова Л.Т., Богацкий В.И., Богданов Б.П., Довжиков Е.Г., Ласкин В.М. Фундамент Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. – Киров: ОАО «Кировская областная типография», 2008. – 228 с.

12. Богацкий В.И., Богданов Н.А., Костюченко С.Л., Сенин Б.В., Соболев С.Ф., Шипилов Э.В., Хаин В.Е. Объяснительная записка к тектонической карте Баренцева моря и северной части Европейской России масштаба 1:2500000 (под редакцией Н.А. Богданова, В.Е. Хаина). Институт литосферы РАН, 1996. - 94 с.

13. Богацкий В.И. Тектоника и нефтегазоносность Среднепечорского поперечного поднятия. Сборник материалов конференции, посвященной 100-летию А.В. Иванова «Геология и нефтегазоносность пермских отложений Тимано-Печорского бассейна», г. Ухта, 2004. – с. 39-50.

14. Богданов М.М., Есипчук Е.Д., Корюкина Н.Г., Лапкина Н.С. Эволюция, геологическое строение и перспективы нефтегазоносности зон сочленения Печоро-Колвинского рифта и его обрамления // В кн.: Прогноз, поиски, разведка и разработка месторождений нефти и газа. М.: ВНИГНИ, 2002. – с. 87-100.

15. Богданов М.М., Корюкина Н.Г., Лукова С.А. Печоро-Колвинский авлакоген: формирование и прогноз размещения зон нефтегазонакопления //

Сборник материалов Международной научно-практической конференции ФГУП «ВНИГРИ» «Зоны концентрации углеводородов в нефтегазоносных бассейнах суши и акваторий». 28 июня – 2 июля 2010 г. - СПб.: ВНИГРИ, 2010. - с. 208-224.

16. Богданов М.М., Корюкина Н.Г., Лукова С.А. Формирование зон нефтегазонакопления и прогноз концентрации углеводородного сырья в осадочном чехле Печоро-Колвинского авлакогена // Электронный журнал «Нефтегазовая геология. Теория и практика». – 2010. – Т.5. - № 4. - http://www.ngtp.ru/rub/6/51_2010.pdf

17. Богданов М.М., Сотникова А.Г., Долматова И.В., Лукова С.А. История формирования и прогноз размещения зон нефтегазонакопления в поддоманиковых отложениях Варандей-Адзвинского авлакогена (суша, Печороморский шельф) // Геология нефти и газа. № 1, М., 2013, - с. 34-43.

18. Богданов М.М., Лукова С.А., Сотникова А.Г. Нижние горизонты осадочного чехла Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции – перспективные объекты воспроизводства запасов углеводородного сырья // Геология нефти и газа. Спецвыпуск, М., 2013, - с. 90-101.

19. Брод И.О. Залежи нефти и газа (формирование и классификация). М., Л.: Гостоптехиздат, 1951. - 350 с.

20. Брод И.О., Еременко Н.А. Основы геологии нефти и газа. 2-е изд., исправленное и дополненное – М.: изд-во МГУ, 1953. – 338 с.

21. Валеев Р.Н. Авлакогены Восточно-Европейской платформы. – М.: Недра, 1978. – 152 с.

22. Воронов И.С. Принципы сдвиговой тектоники. Тезисы докладов I Всесоюзного совещания по сдвиговой тектонике. Л., 1988. Вып. 1. – с. 8-22.

23. Гарецкий Р.Г., Айзберг Р.Е., Кудельский А.В. Рифтогенные бассейны платформ: особенности геодинамики и нефтегазоносность // Рифтогенез и нефтегазоносность. М.: Наука, 1993. – с. 43-50.

24. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. Том 3. Печорский угольный бассейн и другие месторождения угля Коми АССР и

Ненецкого национального округа. Издательство «Недра», Москва, 1965 г. - 321 с.

25. Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Тимурзиев А.Н. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири // Геология нефти и газа. № 3, М. 2007, - с. 3-11.

26. Головань А.С., Шафран Е.Б., Коваленко В.С. Новые высокоперспективные зоны нефтегазонакопления в прибортовых частях Печоро-Колвинского авлакогена // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Европейского Северо-Востока: природные углеводороды. Труды XI геологической конференции Коми АССР., г. Сыктывкар, 1991. – с. 69-75.

27. Грамберг И.С., Супруненко О.И. Сдвиги как возможные пути миграции нефти и газа // ДАН., 1995. Т. 340. - № 1. – с. 75-77.

28. Еременко Н.А. Геология нефти и газа. М.: Недра, 1968. - 389 с.

29. Данилевский С.А., Склярова З.П. Катагенетическая зональность и размещение залежей углеводородов в Тимано-Печорской провинции. В сб.: Закономерности размещения зон нефтегазонакопления в Тимано-Печорской провинции. Труды ВНИГРИ. – Л., 1986. - с. 23-32.

30. Данилов В.Н., Антоновская Т.В. Развитие Среднепечорского поперечного поднятия Тимано-Печорской провинции / Вестник С.ПбГУ. Сер.7. – СПб, 2009. Вып. 3. - с. 86-92.

31. Дедеев В.А., Аминов Л.З., Беляева Н.В., Черемных В.А. и др. Циклы седиментогенеза и нефтегазоносные комплексы Печорского бассейна // Нефтегазоносные комплексы Печорской синеклизы. Сыктывкар, 1981. - с. 3-26.

32. Дедеев В.А., Малышев Н.А., Аминов Л.З., Головань А.С. Научные основы развития поисково-разведочных работ на нефть и газ в Тимано-Печорской провинции (АН СССР, Коми филиал, Институт геологии). Сыктывкар, 1987 г. – 125 с.

33. Дедеев В.А., Малышев Н.А., Юдин В.В. Тектоника платформенного чехла Печорской плиты // В сб.: Тектоника платформенных

областей. Труды института геологии и геофизики СО АН СССР, вып.788. Редакция Вотах О.А. Новосибирск: Наука, 1988. - с. 137-150.

34. Золотов А.Н., Лебедев Б.А., Самсонов В.В. Зоны нефтегазонакопления – объекты локального прогноза // Советская геология, 1987. № 2. - с. 5-16.

35. Зоны нефтегазонакопления – главные объекты поисков / В.В. Самсонов, Б.А. Лебедев, Б.Г. Пирятинский // Зоны нефтегазонакопления – главные объекты поисков. Л., 1986. - с. 6-17.

36. Зоны нефтегазонакопления окраин континентов // Ю.Н. Григоренко, И.М. Мирчинк, М.Д. Белонин и др. М.: ООО Геоинформцентр, 2002. - 432 с.

37. Кремс А.Я., Вассерман Б.Я., Матвиевская Н.Д. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. М., Недра, 1974. – 335 с.

38. Критерии нефтегеологического районирования и прогноза нефтегазоносности недр / М.Ф. Мирчинк, Н.А. Ефременко, В.А. Клубов и др. // Принципы нефтегеологического районирования в связи с прогнозированием нефтегазоносности недр. М.: Недра, 1976. - с. 68-80.

39. Лазарев В.С. Тектонические критерии прогнозной оценки зон нефтегазонакопления // Тектонические факторы размещения зон нефтегазонакопления. Л., 1979. - с. 122-148.

40. Леворсен А.И. Палеогеологические карты. Перевод с английского В.Г. Левинсона, Т.А. Осиповой и В.В. Фрюауфа (под редакцией д.г.-м.н. И.О. Брода) // Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы (Гостоптехиздат). Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

41. Лоджевская М.И., Кравченко М.Н., Шевцова М.И., Семенов Е.О. Закономерности размещения и дальнейшие перспективы открытия месторождений УВ в глубокопогруженных горизонтах осадочных бассейнов // Сборник материалов Пятой Международной научно-практической

конференции «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» Газпром-ВНИИГаз, Москва, 2010. – с. 18.

42. Лукова С.А., Сотникова А.Г. Формирование и размещение зон нефтегазонакопления в поддоманиковых отложениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Трофимуковские чтения – 2013 г. // Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых. 8-14 сентября 2013 г. - Новосибирск: Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 2013 г. - с. 114-116.

43. Лукова С.А., Сотникова А.Г. Зоны сочленения региональных структур Тимано-Печорской провинции – перспективные объекты восполнения запасов нефти и газа // Материалы юбилейной научно-практической конференции, посвященной 75-летию ООО «ТП НИЦ». Сентябрь, г. Ухта, 2013 г. – ООО «Кировская областная типография», 2014. - с. 43-46.

44. Лукова С.А. Печоро-Колвинский авлакоген (суша, Печороморский шельф): история формирования и прогноз распространения зон нефтегазонакопления в поддоманиковых отложениях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. № 2, М., 2014. - с. 10-19.

45. Лукова С.А. Зоны сочленения Печоро-Колвинского авлакогена с обрамляющими структурами – перспективные объекты воспроизводства запасов углеводородного сырья // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. № 8, М., 2014. - с. 22-30.

46. Малышев Н.А. Разломы Европейского Северо-Востока СССР в связи с нефтегазоносностью. Л.: Наука, 1986. – 112 с.

47. Малышев Н.А. Тектоника, эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов Европейского севера России. – Екатеринбург: УрО РАН, 2002. – 270 с.

48. Меннер В.Вл. Литологические критерии нефтегазоносности палеозойских толщ северо-востока Русской платформы. М.: Наука, 1989. - 133 с.

49. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата. М., ВНИГНИ, 2000. – 189 с.

50. Муди Дж.Д., Хилл М.Дж. Сдвиговая тектоника. Вопросы современной зарубежной тектоники. М.: Ил, 1960. – с. 265-333.

51. Никонов Н.И., Богацкий В.И., Мартынов А.В., Ларионова З.В. и др. Тимано-Печорский седиментационный бассейн. Атлас геологических карт (литолого-фациальных, структурных и палеогеологических). Ухта: ТП НИЦ, 2000. (ООО «Региональный дом печати»). – 64 с.

52. Прищепа О.М. Моделирование условий формирования зон нефтегазонакопления Тимано-Печорской провинции / Поиски, разведка и добыча нефти и газа в Тимано-Печорском бассейне и Баренцевом море: Сб. докл. СПб.: ВНИГРИ, 1994. - с. 180-186.

53. Прищепа О.М. Подходы к выделению зон нефтегазонакопления, обеспечивающие эффективное проведение геологоразведочных работ // Эволюция взглядов на геологию и нефтегазоносность Тимано-Печорской провинции: Материалы юбилейной научно-практической конференции, посвященной 70-летию ГУП РК ТП НИЦ. Ухта, 2008. - с.15-20.

54. Прищепа О.М. Зоны нефтегазонакопления – методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли // Электронный журнал «Нефтегазовая геология. Теория и практика». - 2008. - Т.3. - №2. - http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf

55. Прищепа О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В., Никонов Н.И., Куранов А.В., Богданов М.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Электронный журнал «Нефтегазовая геология. Теория и практика». – 2011. - Т.6. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf

56. Прищепа О.М. Комплексный способ количественной оценки ресурсов нефти и газа в зонах нефтегазонакопления // Электронный журнал «Нефтегазовая геология. Теория и практика». – 2011. - Т.6. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/6/44_2011.pdf

57. Проворов В.М., Ильиных Ю.А. Влияние сдвиговых деформаций земной коры на строение зон нефтегазонакопления. Тезисы докладов I Всесоюзного совещания по сдвиговой тектонике. Л., 1988. Вып. 3. - с.71-73.
58. Разницын В.А. Тектоника Среднего Тимана. Изд-во «Наука», Ленингр.отд., Л., 1968, - 220 с.
59. Соборнов К.О., Г.Е. Яковлев. Структурное развитие и нефтегазоносность Печоро-Колвинского авлакогена // Рифтогенез и нефтегазоносность. М.: Наука, 1993, - с. 142-149.
60. Соенко В.Л., Горецкий С.Н. Палеотектонические условия формирования зон нефтегазонакопления севера Тимано-Печорской провинции. В кн.: Тектоника Европейского севера СССР. Труды института геологии Коми филиала АН СССР, Сыктывкар, вып. 55, 1986, - с. 14-25.
61. Сотникова А.Г. Варандей-Адзъвинский авлакоген: зоны нефтегазонакопления в карбонатных среднеордовик-нижнедевонских отложениях и приоритетные направления геологоразведочных работ на углеводородное сырье (суша, Печороморский шельф) // Геология нефти и газа. № 2, М., 2009, - с. 10-21.
62. Ступакова А.В. Формирование структуры Тимано-Печоро-Баренцевоморского региона в триасовый период // Нефтегазоносные и угленосные бассейны России. – М., МГУ, 1996. - с. 184-196.
63. Ступакова А.В., Кирюхина Т.А. Развитие Тимано-Печорского осадочного бассейна и размещение в нем нефти и газа // Ломоносовские чтения – М., 1998. – с. 67-75.
64. Танинская Н.В. Особенности формирования карбонатных коллекторов в ордовикско-силурийских отложениях Хорейверской впадины ТПП // Особенности литогенеза нефтегазоносных отложений. Сборник научных трудов. – Л.: ВНИГРИ, 1987. - с. 38-43.
65. Тевелев А.В. Сдвиги трансформного типа в структуре областей сжатия // Сдвиговые тектонические нарушения и их роль в образовании месторождений полезных ископаемых. М.: Наука, 1991. – с. 58-66.

66. Теплов Е.Л., Костыгова П.К., Ларионова З.В., Беда И.Ю. и др. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции. Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Коми, ГУП РК ТП НИЦ. – Спб: ООО «Реноме», 2011. – 286 с.
67. Тимонин Н.И. Тектоника гряды Чернышева (Северное Приуралье). Изд-во «Наука», Ленингр. отд., Л., 1974. – 130 с.
68. Тимонин Н.И. Печорская плита: история геологического развития в фанерозое. Екатеринбург: УрО РАН, 1998. - 240 с.
69. Тимурзиев А.И., Гогоненков Г.Н. Структуры горизонтального сдвига. Уточнение геологического строения месторождений и их запасов // Специальный выпуск журнала «Нефть России»: корпоративный журнал НК «Лукойл». 2009. - с. 25-28.
70. Тимурзиев А.И. Структурно-тектонические условия, контролирующие продуктивность скважин на месторождениях Западной Сибири, осложненных сдвигами // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. № 8, М., 2010.- с. 40-50.
71. Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н., Мовшович Э.Б. Проблемы совершенствования понятийной базы геологии нефти и газа на примере понятия «зона нефтегазонакопления» // Геология и геофизика, 1982. № 5. - с. 5-11.
72. Удот Г.Р. Локальные структуры Печорской плиты в связи с нефтегазоносностью. Л., Наука, 1976. – 96 с.
73. Хаин В.Е., Ломизе М.Г. Геотектоника с основами геодинамики. М.: Изд-во МГУ, 1995. - 480 с.
74. Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов (год 2000). М.: Научный мир, 2001. – 606 с.
75. Цзю З.И. Основные черты тектонического развития Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа Северо-Восточной Европейской части СССР. М.: Недра, 1964, - с. 3-25.

76. Чахмахчев В.А., Тихомиров В.И., Поделько Е.Я. Прогноз фазово-генетических типов углеводородов в залежах Тимано-Печорской провинции // Советская геология. М.: Недра, вып. 12, 1986. - с. 27-35.
77. Шаблинская Н.В. Разломы Тимано-Печорской провинции и оценка их влияния на нефтеносность // В кн.: Результаты комплексной интерпретации геолого-геофизических данных при оценке глубинного строения Тимано-Печорской провинции. Л., 1980. – с. 4-52.
78. Шатский Н.С. О прогибах донецкого типа. Избр. Труды. М., 1964, т. 2, - с. 554-568.
79. Шафиев Ю.К. Залежи нефти силурийских отложений юга Хорейверской впадины // Печорский нефтегазоносный бассейн (геология, геохимия). Сыктывкар, 1988а. Вып. 64. - с. 42-47.
80. Шафиев Ю.К. О соотношении структур фундамента и нижнепалеозойских отложений юга Хорейверской впадины в связи с нефтегазоносностью // Тектоника северо-востока европейской платформы. Сыктывкар, 1988б. Вып. 68. - с. 86-89.
81. Шахновский И.М. Геологическое строение и нефтегазоносность авлакогенов Восточно-Европейской платформы. М.: Наука, 1988. – 118 с.
82. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России //М.: ВНИГНИ, 2006. – 776 с.
83. Шептунов В.П. Способ оценки вероятного положения малоамплитудных дизъюнктивных нарушений на структурах Тимано-Печорской провинции. Труды ВНИГРИ, 1980. – с. 78-89.
84. Шуваева М.К. Проблемы нефтегазоносности гряды Чернышева // Геология нефти и газа. № 4, М., 2010. - с. 84-87.
85. Юдин В.В. Разрывные нарушения западного склона Северного Урала в связи с перспективами нефтегазоносности // «Тектоника и нефтегазоносность Тимано-Печорской провинции и ее структурных ограничений». Труды института Коми ФАН СССР. Сыктывкар, 1978. Вып. 26. – с. 30-40.

86. Юдин В.В. Орогенез севера Урала и Пай-Хоя. Екатеринбург: УИФ «Наука», 1994. – 285 с.

Фондовая литература

87. Белоконь А.В. Моделирование тектонической и температурной истории осадочных отложений Печоро-Колвинского авлакогена в связи с нефтегазоносностью больших глубин. Диссертация на соискание ученой степени к.г.-м. наук. Пермский государственный технический университет (ПГТУ), Пермь, 2001. – 142 стр.

88. Богданов Б.П. (отв. исполнитель). Отчет по теме № 8647 «Разработка рационального комплекса и методики поисков геофизическими методами рифогенных ловушек в отложениях палеозоя». Министерство геологии РСФСР ПГО «Печорагеофизика», 1985 г.

89. Горбань В.А. Геолого-геохимическое обоснование перспектив нефтегазоносности досреднедевонских отложений Тимано-Печорского бассейна. Диссертация на соискание ученой степени к.г.-м. наук. Академия наук СССР, Коми филиал, Институт геологии, Сыктывкар, 1986. - 252 с.

90. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации. Нефть, Горючие газы. Северо-Западный Федеральный округ: Республика Коми, Ненецкий автономный округ. Росгеолфонд, Москва, 2002-2014 гг.

91. Данилов В.Н. Прогноз нефтегазоносности нижнепалеозойского комплекса Тимано-Печорской провинции с целью обоснования направлений поисково-разведочных работ. Автореферат диссертации на соискание ученой степени к.г.-м. наук. ВНИИГАЗ, Москва, 1999. - 26 с.

92. Дополнение к каталогу и стратиграфическим таблицам параметрических, поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, пробуренных на нефть и газ ПО «Арктикморнефтегазразведка» в 1985-1987 гг. Мурманск, 1987, Фонды ОАО «Севморнефтегеофизика».

93. Жарков А.М. (отв. исполнитель). Окончательный геологический отчет по результатам работ объекта «Уточнение количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата Тимано-Печорской НГП, провинций Дальнего Востока и Балтийской НО по состоянию изученности на 01.01.2009». Отчет в 3 томах, в 3 книгах, в 3 папках. Санкт-Петербург, ВНИГРИ, 2012 г.

94. Каталоги стратиграфического расчленения скважин Тимано-Печорской провинции. Ухта, ТП НИЦ, 1977-1998 гг.

95. Коваленко В.С. Научное обоснование направлений геологоразведочных работ на нефть и газ в прибортовых зонах смежных впадин Печоро-Колвинского авлакогена. Диссертация на соискание ученой степени к.г.-м. наук. Пермь, 1991. - 50 с.

96. Корюкина Н.Г. Палеотектонические условия нефтегазообразования и формирования зон нефтегазонакопления в осадочном чехле Печоро-Колвинского авлакогена. Диссертация на соискание ученой степени к.г.-м. наук. Российский Государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, 2002. – 156 с.

97. Макаревич В.Н. Тектоно-геодинамические закономерности нефтегазоносности платформенных структур. Диссертация на соискание ученой степени д.г.-м. наук в виде научного доклада. Институт геологических наук АН Белоруссии, Минск, 1990. - 62 с.

98. Материалы структур подготовленных к глубокому бурению на нефть и газ ПГО «Печорагеофизика», ПГО «Севзапгеология», 1975-1995 гг.

99. Мисюкевич Н.В. Отчет о результатах поисковых сейсморазведочных работ на Шарьюской площади (сейсмопартия 3-02). ОАО «Севергеофизика», г. Ухта, 2003 г.

100. Мисюкевич Н.В. Отчет о результатах переинтерпретации сейсмических материалов на Пихтовой площади. ОАО «Севергеофизика», г. Ухта, 2007 г.

101. Никонов Н.И. (руководитель). Отчет «Изучение закономерностей распространения литологических и стратиграфических ловушек нефти и газа и усовершенствование методов оценки их нефтегазоносности», ТПО ВНИГРИ. г. Ухта, 1987.

102. Окнова Н.С. Выявление зон выклинивания, рифовых систем и неантиклинальных ловушек в нефтегазоносных комплексах Тимано-Печорской провинции и Западной Сибири и составление Атласа. Л., ВНИГРИ, 1998. – 68 с.

103. Окнова Н.С. Отчет по объекту: «Разработать литогенетические критерии и оценить перспективы нефтегазоносности ордовикско-девонских продуктивных отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции». СПб, ВНИГРИ, 2008. - 324 с.

104. Прищепа О.М., Макаревич В.Н., Челышев С.С. и др. Отчет по базовому проекту 2Н1-16 «Обобщить результаты геологических исследований, выполненных в Тимано-Печорской провинции в 1994-2004 годах, осуществить прогноз зон нефтегазонакопления и локализации объектов недропользования на нераспределенном фонде недр». Отчет в 2-х книгах, Санкт-Петербург, ВНИГРИ, 2007 г.

105. Прищепа О.М., Макаревич В.Н., Челышев С.С. и др. Отчет по объекту: «Создание геолого-геофизической модели строения северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, включая ее акваториальную часть (Печорское море), с целью выделения новых участков и объектов лицензирования». Том I-V, Санкт-Петербург, ВНИГРИ, 2009. – 500 с.

106. Программа региональных геологоразведочных работ на нефть и газ на территории Республики Коми на период до 2005 года. Ухта, 2000 г. (Теплов Е.Л., Богацкий В.И., Тарасов П.П. и др.)

107. Проект Программы ГРП на нефть и газ на период 2015-2020 гг. по территории Северо-Западного Федерального округа. Санкт-Петербург, 2014 г. (отв. исполнитель Отмас А.А.)

108. Соборнов К.О. Складчато-надвиговые зоны восточного и южного обрамления Восточно-Европейской платформы: строение и новые направления поисков нефти и газа. Автореферат диссертации на соискание ученой степени д.г.-м. наук. М., ВНИГНИ, 1997. - 44 с.

109. Сотникова А.Г. Палеотектонические условия формирования и прогноз размещения зон нефтегазонакопления поддоманиковых отложений Варандей-Адзъвинского авлакогена (суша, Печороморский шельф). Диссертация на соискание ученой степени к.г.-м. наук. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, 2011. – 148 стр.

110. Ступакова А.В. Развитие бассейнов Баренцевоморского шельфа и их нефтегазоносность. Автореферат на соискание ученой степени д.г.-м. наук. МГУ им. М.В. Ломоносова, М., 2001. - 41 с.

111. Супруненко О.И. (отв. исполнитель). Отчет о результатах работ по объекту «Уточнение количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата шельфов Российской Федерации по состоянию изученности на 01.01.2009». Отчет в 3 книгах. Санкт-Петербург, ВНИИОкеангеология, 2012 г.

112. Теплов Е.Л. Закономерности размещения залежей нефти и прогноз зон нефтегазонакопления в южной и центральной частях Хорейверской впадины. Диссертация на соискание ученой степени к.г.-м. наук. Всесоюзный научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт (ВНИГНИ), Москва, 1990. – 225 стр.

113. Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизические аспекты (в связи с нефтегазоносностью). Автореферат диссертации на соискание ученой степени д.г.-м. наук. МГУ им. М.В. Ломоносова, М., 2009. - 40 с.

114. Хитров А.М. Оценка экранирующих свойств глинистых, сульфатных и карбонатных толщ в связи с прогнозом зон нефтегазоносности локальных объектов (на примере палеозойских отложений севера Тимано-Печорской провинции). Диссертация на соискание ученой степени к.г.-м. наук. М., ВНИГНИ, 1987. – 150 с.

115. Ченборисова Р.З. Отчет по объекту «Региональный сейсмопрофиль 19-РС по линии Лиственичная – Сев. Аранецкая – Аранецкая – Зап. Урал» ГФУП «ВНИИГеофизика» ОП «Спецгеофизика», 2009. – 155 с.

116. Ченборисова Р.З. Отчет по объекту «Региональный сейсмопрофиль 9-РС по линии Южный Баган – Кожим – Зап. Урал» ГФУП «ВНИИГеофизика» ОП «Спецгеофизика», 2009. – 167 с.

117. Шмелевская И.И. (отв. исполнитель). Отчет о сейсморазведочных работах МОГТ-3D на Баганском, Южно-Баганском и Среднемакарихинском месторождениях (сейсмопартия 10-04). Том 1. Среднемакарихинский участок. Республика Коми. ОАО «Севергеофизика», г. Ухта, 2006 г. – 165 с.