ЗАЙЦЕВ В.А.

ТЕКТОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ ЕВРОПЕЙСКОГО СЕВЕРА РОССИИ И ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ.

УДК 553.9(470.13)
ББК 26.324
З-17

Зайцев В.А.

З-17 **Тектодинамическая модель осадочных бассейнов Европейского Севера России и прогноз нефтегазоносности.** – М.: Издательство «Перо», 2021. – Мб. [Электронное издание]. – Систем. требования: процессор x86 с тактовой частотой 500 МГц и выше; 512 Мб ОЗУ; Windows XP/7/8; видеокарта SVGA 1280x1024 High Color (32 bit). – Загл. с экрана.

ISBN 978-5-00171-990-8

Целью данной работы является расширение ресурсной базы углеводородного сырья в пределах севера Европейской части России за счет возможности открытия новых газонефтеперспективных комплексов и новых типов месторождений. Актуальность приращения ресурсов УВ сырья на данной территории очевидна: развитая инфраструктура, включая трудовые ресурсы и кадры специалистов, близость потребителей, в том числе зарубежных. Несмотря на хорошую изученность региона с точки зрения геологического строения и нефтегазоносности, его потенциал исчерпан далеко не полностью. В расширении ресурсной базы углеводородного сырья севера Европейской части России значительная роль принадлежит месторождениям нетрадиционного типа, в том числе, располагающихся в фундаменте.

В результате проведенных исследований, была предложена системная модель структурообразования осадочных бассейнов Европейской части России. Разработан комплекс методов, позволяющий проводить районирование территорий с целью выявления наиболее благоприятных по тектодинамическим параметрам участков для обнаружения газовых и нефтяных месторождений (с учетом их типа и местоположения в разрезе).

УДК 553.9(470.13)
ББК 26.324

ISBN 978-5-00171-990-8 © Зайцев В.А., 2021

Содержание

стр.

Введение……..4

1. Краткая характеристика структуры осадочного чехла и фундамента Европейского Севера России 6

2. Характер тектонической раздробленности территории севера Европейской части России.……19

3. Системная модель структурообразования осадочных бассейнов севера Европейской части России.…….23

3.1. Ранговый анализ системных тектодинамических параметров территории Европейского Севера России.....33

4. Выявление комплекса наиболее благоприятных тектодинамических критериев для обнаружения газовых и нефтяных месторождений.…….64

5. Прогноз газонефтеносности севера Европейской части России, выполненный на основе системной модели структурообразования.……..76

5.1. Прогноз газонефтеносности по тектодинамические критериям строения поверхности фундамента……....76

5.2. Прогноз газонефтеносности по тектодинамические критериям строения поверхности нижнепермских отложений……..95

5.3.Прогноз газонефтеносности по ранговым неотектоническим критериям……107

5.4. Прогноз газонефтеносности по степени нарушенности разрывными нарушениями рассматриваемой территории….114

5.5. Прогноз газонефтеносности по комплексу разновозрастных ранговых тектодинамических параметров……..116

Заключение……..120

Список литературы……..……122

Введение.

Целью данной работы является расширение ресурсной базы углеводородного сырья в пределах севера Европейской части России за счет возможности открытия новых газонефтеперспективных комплексов и новых типов месторождений. Актуальность приращения ресурсов УВ сырья на данной территории очевидна: развитая инфраструктура, включая трудовые ресурсы и кадры специалистов, близость потребителей, в том числе зарубежных. Несмотря на хорошую изученность региона с точки зрения геологического строения и нефтегазоносности, его потенциал исчерпан далеко не полностью.

Методы прогнозирования фазового состояния углеводородных скоплений с помощью геодинамических параметров являются новыми и весьма перспективными. Основы раздельного прогнозирования были заложены в работах [П.Н.Николаева, В.А.Зайцева,1986], [А.И. Дьяконова, Н.И. Белого, 1993], [Рябухиной С.Г. и др.,1998], [Дмитриевской Т.В. и др.,1998; 1999]. Автор данной работы в течении ряда лет занимался разработкой и внедрением существенно новой геодинамической методики раздельного прогнозирования месторождений газа и нефти, основанной на системной ранговой модели структурообразования. Суть предлагаемой методики заключается в разделении интегральных разновозрастных структурных поверхностей на их ранговые составляющие, затем, обнаружении корреляции между выявленными деформационными уровнями и распределением газонефтеносности и, наконец, в поиске аналогичных тектодинамических параметров на смежных территориях. Данный подход позволяет существенно увеличить информативность структурно-тектонических параметров, что приводит к более высокой степени достоверности получаемого прогноза и возможности локализовать перспективные участки для поиска газовых и нефтяных месторождений не только по площади, но и по глубине. Тектодинамическая модель сочетает в

себе информацию о иерархии, как пликативных, так и дизъюнктивных деформаций осадочного чехла, с указанием характера их взаимодействия и величины связи с параметрами газонефтеносности. Важным обстоятельством является то, что данная совокупность методов может быть использована для поиска газовых и нефтяных месторождений на слабоизученных территориях, а также, позволяет проводить поиск месторождений в фундаменте.

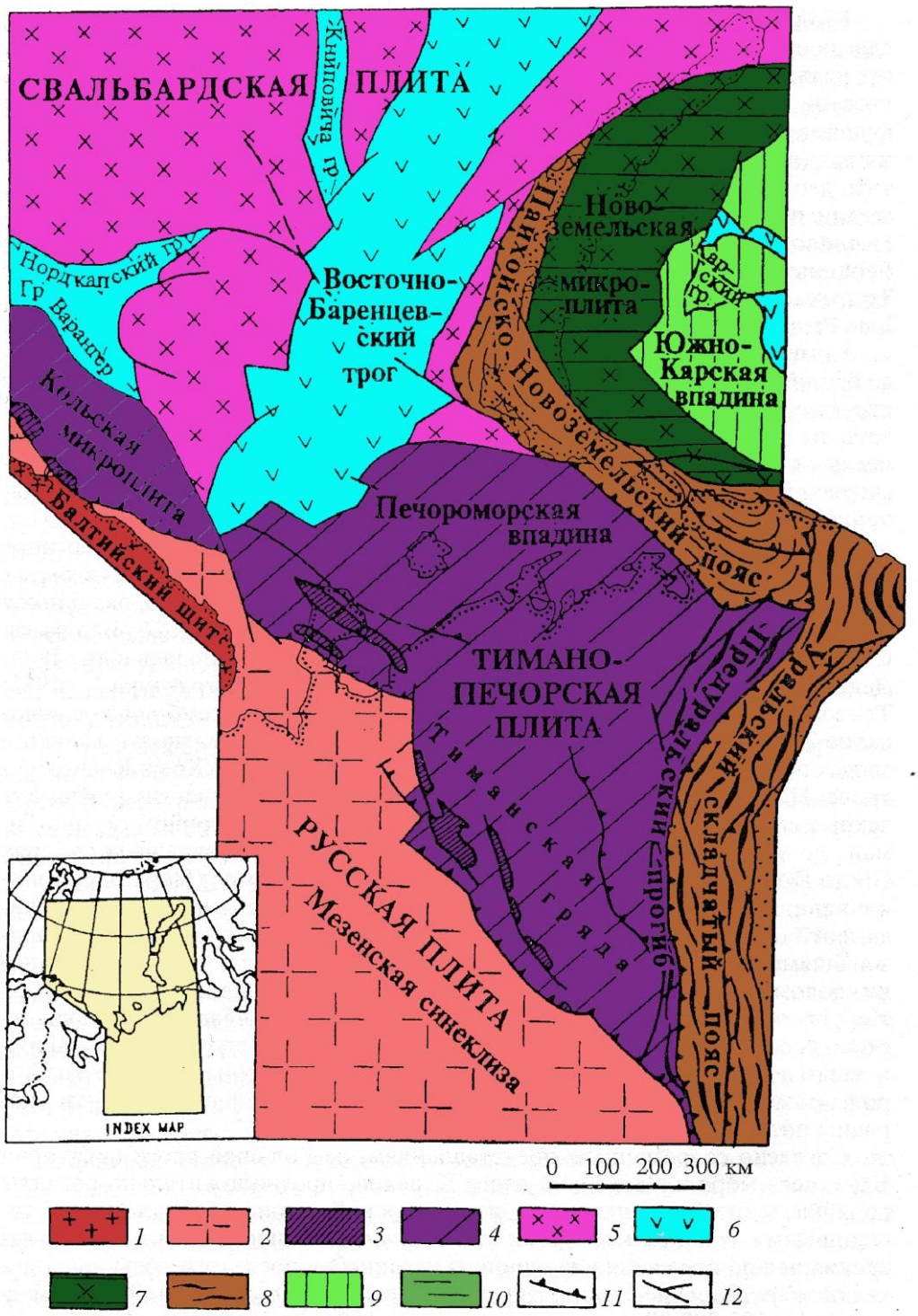
Проведенный тектодинамический анализ структуры осадочного чехла севера Европейской части России, позволил выявить три ранга деформаций, различающихся размером, ориентировкой, механизмом образования. Установлено, что структурные параметры, относящиеся к разным тектодинамическим рангам, оказывают различное влияние на распределение известных газовых и нефтяных месторождений. Выявлены наиболее благоприятные тектодинамические параметры для образования и сохранности месторождений углеводородов разного типа, с учетом их местоположения в геологическом разрезе. В результате проведенных исследований построены прогнозные карты газонефтеносности севера Европейской части России. Оконтурены наиболее перспективные для поиска месторождений площади.

Идеи, лежащие в основе, предлагаемой тектодинамической модели структурообразования осадочных бассейнов были заложены в трудах П.Н. Николаева.

1. Краткая характеристика структуры осадочного чехла и фундамента Европейского Севера России

В тектоническом плане на рассматриваемой территории можно выделить следующие структурные элементы: южная часть Свальбардской плиты, Мезенская синеклиза, Тиманская гряда, северная часть Волго-Уральской антеклизы, Печорская синеклиза и южная часть Пайхойско-Новоземельской гряды. (Рисунок 1). Часть этих структур образуют известные нефтегазоносные бассейны - Восточно-Баренцевоморский, Тимано-Печорский, Волго-Уральский, перспективы газонефтеносности других территорий остаются пока невыясненными (Мезенская синеклиза).

Северную часть рассматриваемой территории занимает древняя Свальбардская плита, имеющая кристаллический фундамент гренвильского (около 1,0 млрд.лет) возраста. Интересно, что центральную часть этой плиты с юго-юго-запада на север-северо-восток пересекает Восточно-Баренцевоморская рифтовая система, в пределах которой мощность осадочного чехла достигает 17км, а гренвильский фундамент переработан настолько, что, очевидно, замещен корой океанского типа. В новейшей структуре эта система унаследуется крупнейшим Северо-Колгуевским прогибом. Восточно-Баренцевоморский нефтегазоносный бассейн охватывает практически всю территорию Свальдбардской плиты. Общая площадь бассейна около 800тыс.км^2. Стратиграфический объем осадочного чехла плиты достаточно изменчив. Наиболее полно он представлен в глубоких трогах где могут присутствовать отложения от верхнего протерозоя-кембрия до мела и палеогена. Однако основную площадь занимают районы, где интервал разреза существенно сокращен. Такие районы сложены отложениями от девона (верх. силура?) до триаса-нижней юры и перекрытые тонким (5-50м) [Безматерных Е.Ф.,1993]



7 — фундамент Балтийского щита, 2 — протерозойский фундамент, перекрытый чехлом Русской плиты, *3* — складчатые рифейско-вендские отложения, *4* — эпибайкальские плиты, 5 — эпигрен-вильская плита, *6* — троги с субокеанической корой, *7* — эпигренвильская плита с элементами киммерийской складчатости, *8* — герцинские складчатые структуры, 9 — эпигерцинская плита, *10* — раннекиммерийские складчатые структуры, *11* — надвиги, *12* — сбросы, сдвиги

Рисунок 1. - Тектоническая схема Севера Европейской части России и прилегающих акваторий.

разрезом плиоцен-четвертичных отложений. Стратиграфический диапазон выявленной газонефтеносности Восточно-Баренцевоморского бассейна сосредоточен в среднеюрском комплексе, перекрытым глубоководными черносланцевыми битуминозными отложениями верхнеюрского возраста, являющимися региональной покрышкой. Большая часть выявленных запасов в пределах рассматриваемого бассейна сосредоточено в уникальном Штокмановском месторождении, запасы которого составляют 2,88трлн $м^3$ газа и 26 млн т конденсата. Помимо этого значительные запасы сосредоточены в Мурманском газовом месторождении и Ледовом газо-газоконденсатном месторождении. Помимо указанных месторождений в пределах Восточно-Баренцева трога открыто Северо-Кильдинское газовое месторождение, Лудловское газо-газоконденсатное месторождение и Лунинское газовое месторождение. [Тектоническая карта…, 1996]

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн имеет площадь около 350тыс.$км^2$, объем осадочного выполнения 1,4млн $км^3$. В пределах данного бассейна возраст фундамента определяется как байкальский (680-650±20млн.лет). Фундамент представлен сланцевыми и сланцево-эффузивными комплексами рифея и венда, прорванными интрузиями кислого и основного состава. [Нефтегазоносность…, 1999].

Тимано-Печорская и Русская плиты разделяются Западно-Тиманским глубинным разломом, по которому Тиманская гряда надвинута на осадочные толщи Мезенской синеклизы и Волго-Уральской антеклизы. По глубинам залегания фундамента Тимано-Печорская плита разделяется на два блока: относительно приподнятый - Тиманская гряда, и погруженный - Печорская синеклиза. В свою очередь в пределах Тиманской гряды выделяют три кулисообразно расположенных мегавала северо-западного простирания: Канино-Северотиманский, Четласско-Цилемский и Восточно-Тиманский. Глубины залегания фундамента на Тиманской гряде достигают 2-2.5 км, причем мощность платформенного чехла в целом увеличивается по направлению к южной оконечности структуры. Все выделенные мегавалы

Тиманской гряды осложнены валами второго порядка. В осевых частях этих структур, как правило, обнажается складчато-метаморфический рифейский комплекс отложений.

Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн занимает площадь 700тыс.км^2, объем осадочного выполнения 1,6млн км^3. Он попадает в пределы изучаемого региона лишь своей северной частью, в состав которой входят две крупные положительные структуры – Сысольский и Коми-Пермяцкий своды, разделенные Кировско-Кажимским грабенообразным прогибом субмеридионального простирания. В осадочном чехле Волго-Уральской области выделяется более 60 продуктивных пластов, объединенных в семь основных нефтегазоносных комплексов: среднедевонско-нижне-франский преимущественно терригенный, верхнефранско-турнейский карбонатный, нижнекаменноугольный (малиновско-яснополянский) терригенный, нижнекаменноугольный (верхневизейско-серпуховский) карбонатный, среднекаменноугольный (башкирско-московский) терригенно-карбонатный, верхнекаменноугольно-нижнепермский карбонатный, верхнепермский карбонатно-терригенный. Кроме того, выделяются два возможно нефтегазоносных комплекса: рифейско-нижне-вендский и валдайско-балтийский.

Мезенская синеклиза является крупной платформенной структурой, наиболее отчетливо проявляющейся по поверхности фундамента, который сформировался в основном в течении раннекарельской эпохи складчатости, а окончательно оформился как основание платформенного чехла в результате позднекарельской складчатости. Гранито-гнейсовый интенсивно метаморфизованный фундамент надстроен осадочно-вулканогенными толщами, локализованными в узких грабен-синклиналях. В целом Мезенская синеклиза имеет в плане форму гигантской трапеции, ограниченой глубинными разломами. Региональные разрывные нарушения разделяют ее на ряд структур меньшего порядка, в основном северо-западного простирания.

Мезенская перспективная нефтегазоносная провинция, выделяемая в границах одноименного седиментационного бассейна, занимает весь север Русской плиты. Административно она располагается в пределах Архангельской области и Республики Коми. Площадь Мезенского бассейна составляет 287 тыс. км^2, а объем выполняющих его осадочных пород оценивается в 1.3-1.4 млн. км^3. Мощность осадочного чехла изменяется от 2.5-3.0 км в пределах палеоподнятий, до 8-10 км в перикратонных прогибах - Пешско-Сафоновском и Вычегодском. Свое официальное название «Мезенская перспективная нефтегазоносная провинция» получила лишь в 1994 году, когда Центральной комиссией по ресурсам России была принята качественная оценка ее перспектив и перспективное нефтегазогеологическое районирование. Прогнозные ресурсы провинции оцениваются в 2155 млн. т.у.т. В Государственный баланс включены пока только ресурсы наиболее изученной юго-восточной ее части - Вычегодской нефтегазоносной области, которые составляют 500 млн. т. Наиболее перспективными комплексами в области считаются рифейский (60%) и палеозойский (40%). Основные перспективы палеозойского комплекса приурочены к центральной и восточной ее частям (Средневычегодский и Кельтменский перспективные районы). Рифейский же комплекс наиболее перспективен в большей северо-западной части, где намечается обширная область развития солей. С подсолевыми отложениями рифея, по-видимому, и следует связывать основные ресурсы комплекса.

Авторами данного отчета было проведено обобщение собранных материалов по газонефтеносности севера Русской плиты дифференцированно по типу месторождений и их положению в геологическом разрезе. Подготовлена компьютерная база данных по известным месторождениям севера Русской плиты, которая включает в себя данные по 203-м месторождениям и содержит информацию о типе каждого месторождения, его координатах, площади, местоположении в геологическом разрезе. Данная база позволяет проводить выборку месторождений по любому из выше

перечисленных параметров. Она полностью адаптирована к сетке значений тектодинамических параметров, используемых в данной работе.

Создан макет карты (Рисунок. 2) поверхности рифейско-вендского фундамента (680-650±20млн.лет) для территории Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна [по Малышеву, 2002] , изогипс поверхности кристаллического фундамента гренвильского (около 1,0 млрд.лет) возраста для южной части территории Восточно-Баренцевоморского нефтегазоносного бассейна (по "Тектонической карте Баренцева моря и северной части Европейской России" масштаба 1:2 500 000, под редакцией Н.А.Богданов, В.Е.Хаин, 1996), изогипс поверхности фундамента свекофеннского (1750-1650 млн.лет) возраста для территорий северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна и Мезенской синеклизы (по "Карте поверхности рельефа фундамента" масштаба 1:1 000 000, автор В.З.Березовский и др., 1988).

Структурная карта поверхности фундамента несет в себе информацию не только о глубине нахождения складчатого основания, но и о его тектонической истории, темпах седиментации, складчатых и разрывных деформациях и т.д. Все эти факторы, несомненно, оказывают определенное воздействие на характер распределения нефтегазоносности.

Поверхность фундамента Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна представлена сланцевыми и сланцево-эффузивными комплексами рифея и венда, прорванными интрузиями кислого и основного состава. В пределах Печорской синеклизы выделяют следующие основные структурные элементы: Ижма-Печорская впадина, Печоро-Колвинская структурная зона, Большеземельский свод, Предуральский краевой прогиб (Рисунок. 3).

Ижма-Печорская впадина располагается восточнее Тиманской гряды. С запада она граничит с Тиманской грядой, а на востоке с Печоро-Колвинской структурной зоной и с Предуральским краевым прогибом. Мощность осадочного чехла в пределах Ижма-Печорской впадины увеличивается с севера на юго-восток от 1 до 5км.

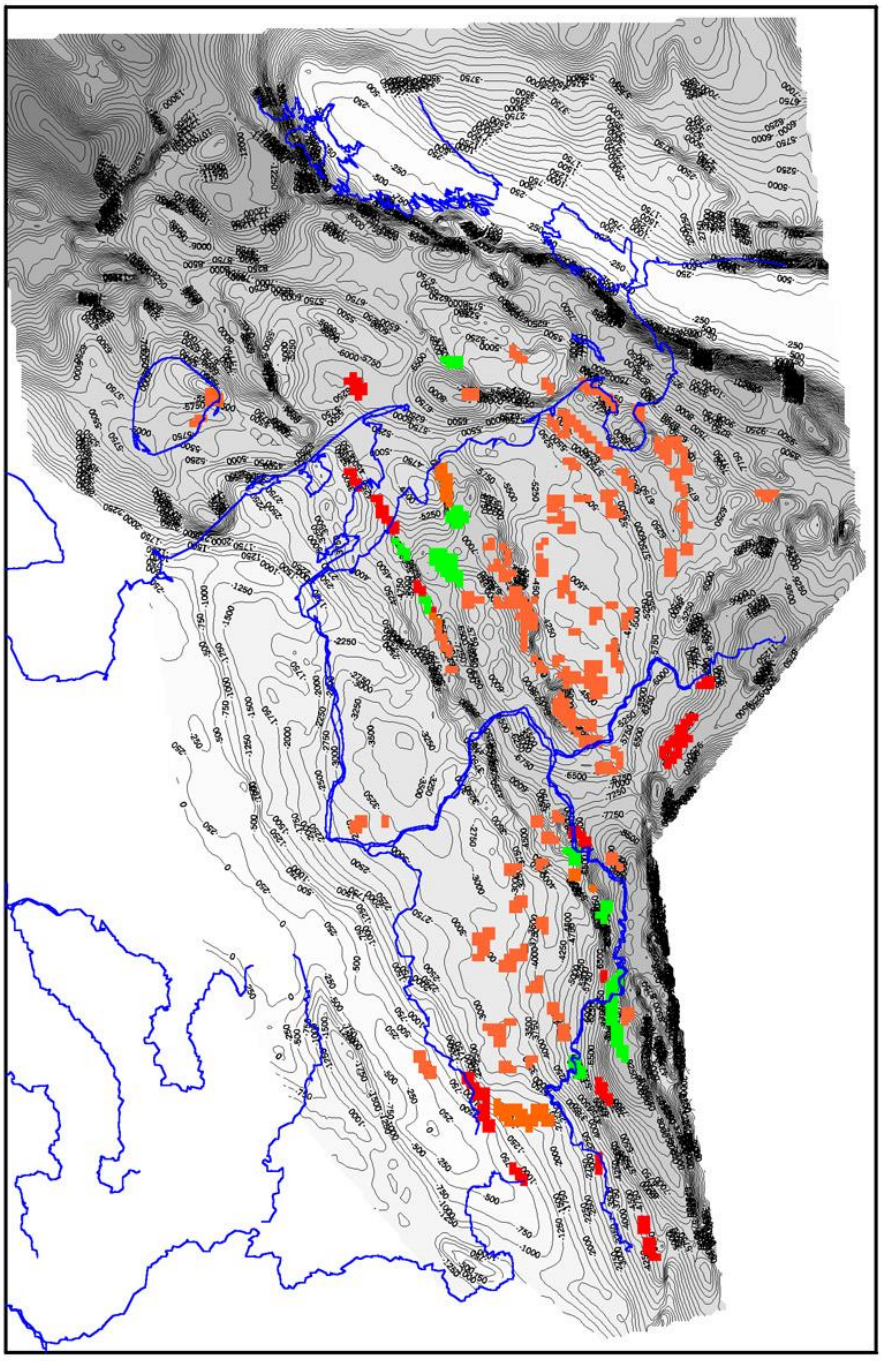


Рисунок 2. - Схема строения фундамента Тимано-Печорской провинции.

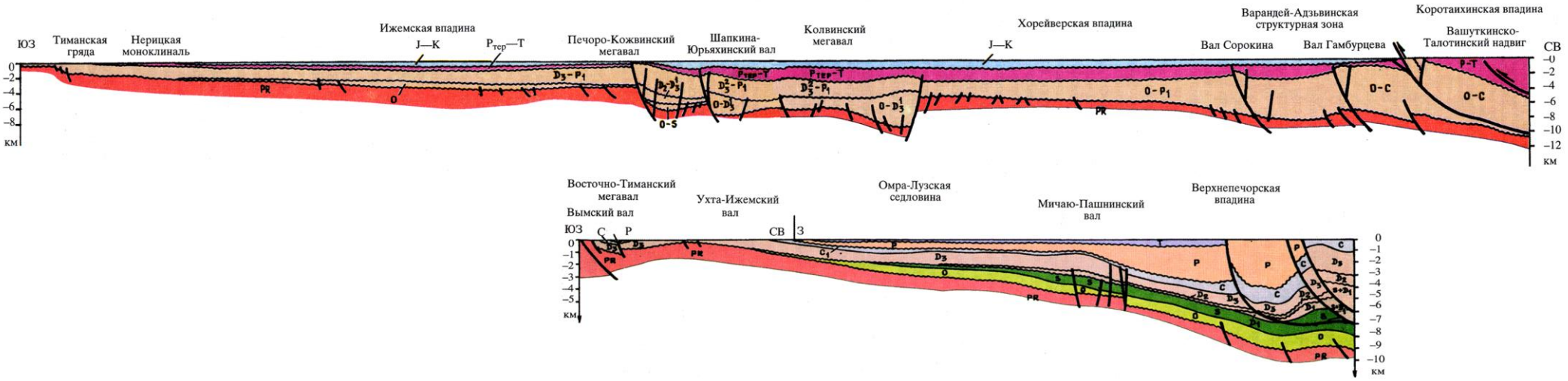


Рисунок 3. - Геологический разрез через центральную (а) и южную (б) части Тимано-Печорского осадочного бассейна (по Малышеву, 2002)

Печоро-Колвинская структурная зона расположена в центре Печорской синеклизы. Мощность осадочного чехла в пределах данной зоны достигает 8км. Западная часть Печоро-Колвинской структурной зоны представляет собой опущенный блок фундамента, которому в осадочном чехле отвечает Печоро-Кожвинский мегавал. Восточная часть Печоро-Колвинской структурной зоны также представляет собой опущенный блок фундамента, которому в осадочном чехле отвечает Колвинский мегавал. Между данными мегавалами расположен Денисовский прогиб.

Восточнее Печоро-Колвинской структурной зоны располагаются пологие изометричные мало амплитудные поднятия, которые объединяются в Большеземельский свод.

И, наконец, входящая в состав Тимано-Печорского бассейна - северная часть Предуральского краевого прогиба. Данная структура представляет собой систему крупных компенсированных опусканий с глубинами до фундамента 10-14км.

Структура осадочного чехла Тимано-Печорского бассейна образовалась в результате стадийного тектонического развития на протяжении всего фанерозоя. Эта стадийность синхронизируется с эволюцией Уральской складчатой области, где установлены три основные цикла: незавершенный каледонский, ограничившийся начальной стадией, завершенный герцинский и продолжающийся ныне мезозойско-кайнозойский. Последовательная смена тектонических режимов в разрезе осадочного чехла плиты отражена структурными ярусами и подъярусами и разделяющими их угловыми и стратиграфическими несогласиями. В пределах осадочного чехла Тимано-Печорской плиты выделяют четыре структурных комплекса.

Нижний - ордовикско-нижнедевонский комплекс, сложен известняково-доломитовой и песчано-глинисто-карбонатной формациями.

Среднедевонско-триасовый комплекс - сложен песчано-глинистой (местами вулканогенно-терригенной) формацией среднего девона-нижнего

франа (до2,5км), известняково-доломитовой формацией верхнего девона-турне (до2км), которая в восточном направлении сменяется карбонатно-глинистой формацией мощностью сотни метров, песчано-глинистой формацией мощностью сотни метров, песчано-глинистой формацией верхнего турне-среднего визе (до0,8км), известняково-доломитовой формацией среднего визе-арта (до1,3км), песчано-карбонатной формацией кунгура-верхней перми (до2,5км).

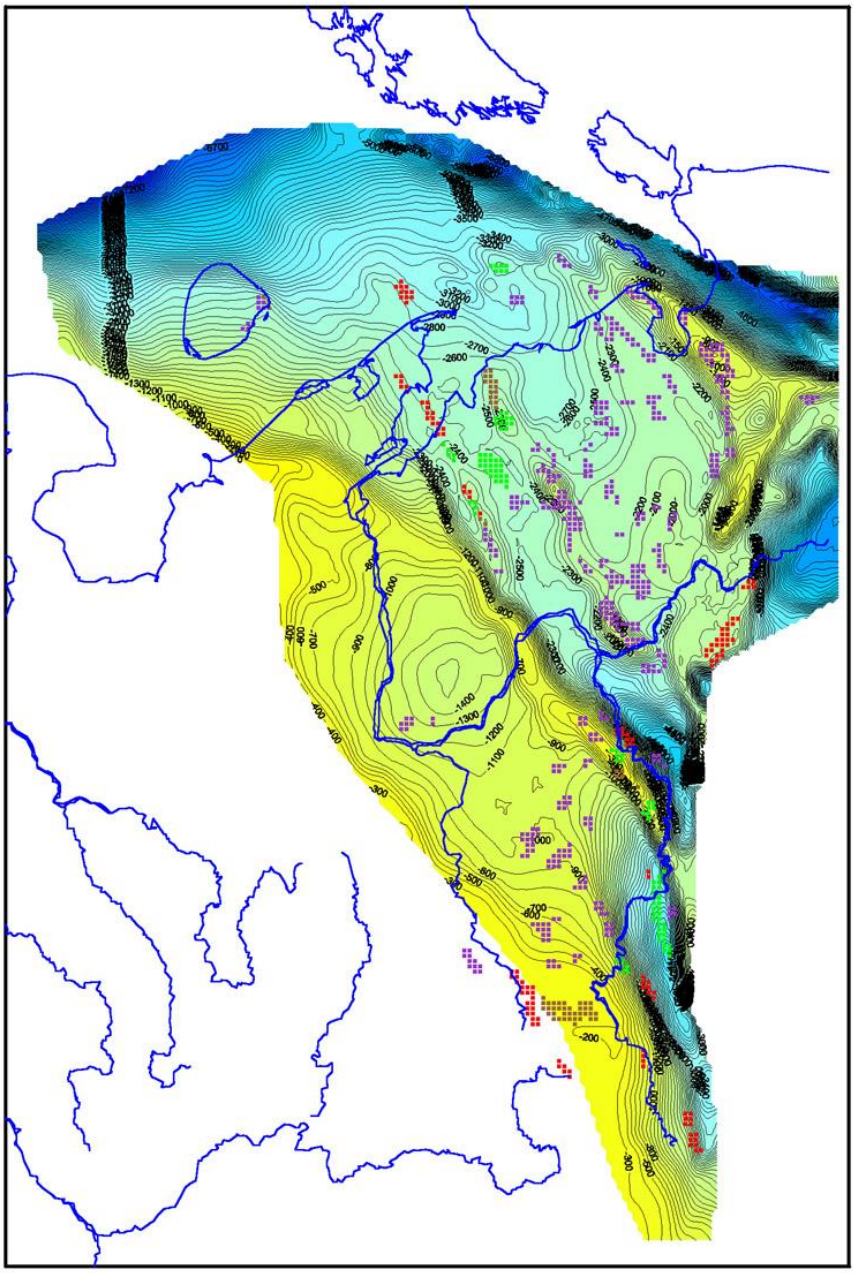
Среднеюрско-нижнемеловой комплекс представлен песчано-глинистой формацией (до1.5км).

Кайнозойский комплекс сложен песчано-глинистой формацией палеоген-неогена (до300м) и тиллитово-терригенной формацией антропогена (до50м).

Создан макет карты структурной поверхности нижнепермских отложений (Рисунок. 4), охватывающий территорию севера Европейской части России. В основу данной карты легли следующие материалы:

1. Структурная карта по поверхности нижней перми Тимано-Печорской провинции. Масштаб 1:1 000 000. Составили: Г.П.Хлебникова, А.И.Сурина и др.
2. Структурная карта по поверхности нижнепермских отложений Мезенской синеклизы. Масштаб 1:1 000 000. Составил: Г.Ф.Буданов.
3. Тектоническая карта Баренцева моря и севера Европейской части России. Масштаб 1:2 500 000. Под редакцией Н.А.Богданова, В.Е.Хаина.
4. Структурная карта кровли карбонатных отложений нижней перми-карбона Тимано-Печорской провинции. Масштаб 1:1 000 000. Составили: Л.П.Шилов, В.Г.Гецен, В.И.Богацкий.

Составлена "Карты новейшей тектоники Севера Русской плиты" (Рисунок. 5). Автор В.А. Зайцев. При составлении данной карты были использованы многочисленные изданные и фондовые материалы. Особое внимание уделялось материалам геологических съемок масштаба

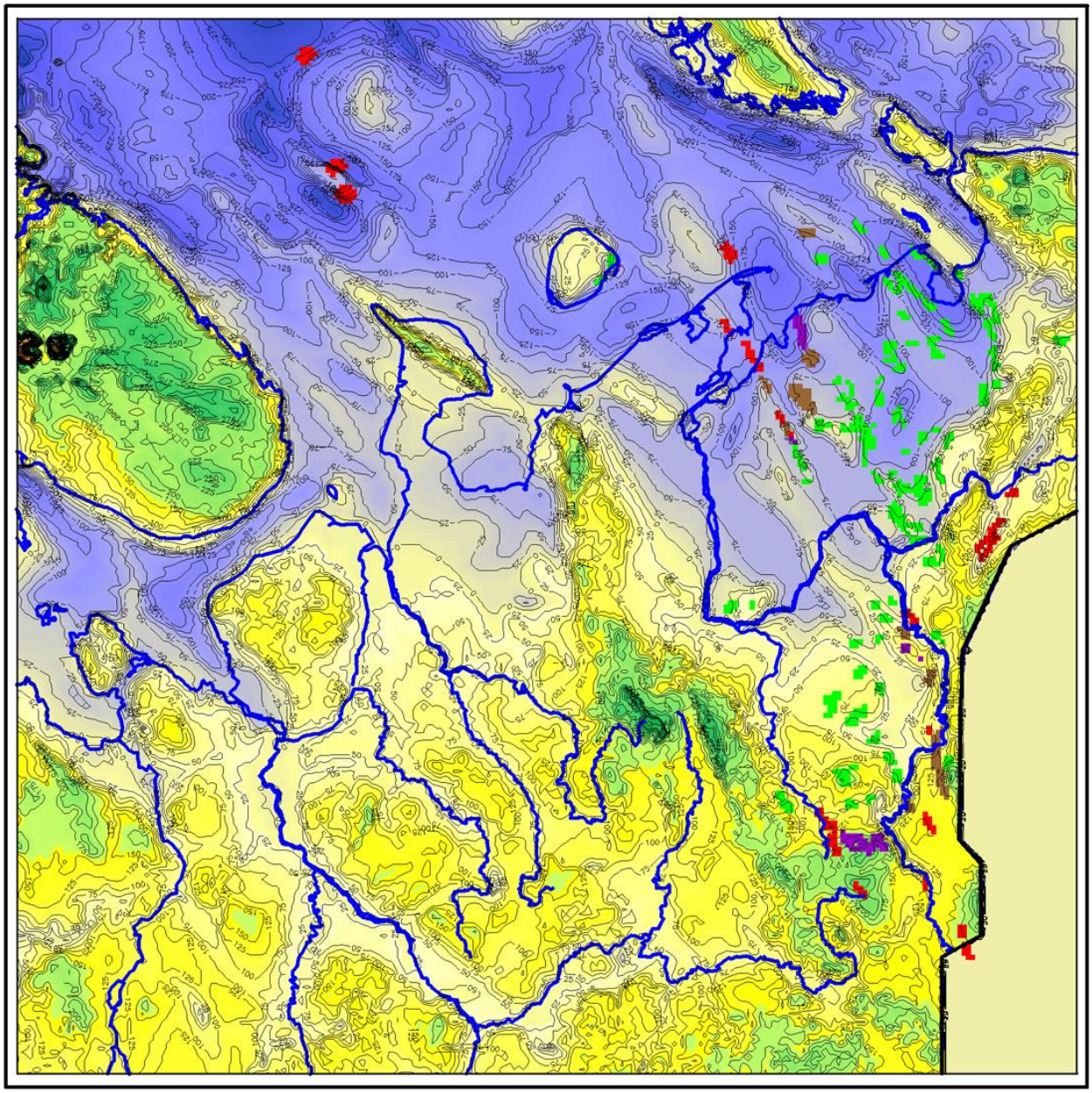


Условные обозначения:

0.02 - изогипсы поверхности нижней перми (в метрах)

участки на которых известны месторождения
- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 4. - Схема строения поверхности нижнепермских отложений Тимано-Печорской провинции



Условные обозначения:

0.02 - амплитуды неотектонических движений

участки на которых известны месторождения

- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 5. - Карта амплитуд неотектонических движений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

1:200 000 и 1:500 000, позволяющих с большей точностью выявить характер строения и структурные особенности исходной поверхности дочетвертичных пород.

2. Характер тектонической раздробленности территории севера Европейской части России.

В качестве основы для проведения рангового геодинамического анализа разрывных нарушений Европейского Севера России авторами данного отчета были использованы: «Карта разломов Европейского северо-востока России» под редакцией Н.А.Малышева (Рисунок 6) и результаты дешифрирования космических снимков. На данных картах крупные и крупнейшие разрывные нарушения были выделены по всему комплексу геолого-геофизических критериев - по материалам гравиметрии, магнитометрии, сейсморазведки и дешифрирования аэро- и космических фотоснимков. В складчатых областях, на Урале и Тимане основными критериями выявления нарушений были геологические данные и в меньшей степени материалы магнитометрии, гравиметрии и электроразведки. Мелкие разломы (III порядка) выделялись преимущественно по результатам детальной сейсморазведки и в редких случаях по материалам бурения.

Специфика использования дистанционного зондирования при поисках месторождений нефти и газа обусловлена тем, что нефтегазоносные территории представляют собой осадочные бассейны со слабо дислоцированным чехлом большой мощности. Ловушки углеводородов приурочены, как правило, к глубоким горизонтам осадочного чехла и отражаются на поверхности через элементы и компоненты ландшафта. [Аэрокосмические методы…,2000].

Дешифрирование космических снимков базируется на геоиндикационной концепции о взаимосвязи всех компонентов ландшафта. Ландшафтные элементы и компоненты, как результат взаимодействия эндогенных и экзогенных процессов, содержат информацию о структуре, составе и состоянии глубинных геологических объектов, являясь их геоиндикаторами.

Изменения в характере распределения линеаментов, мезо- и микроформ рельефа, структуры и состава поверхностных отложений и

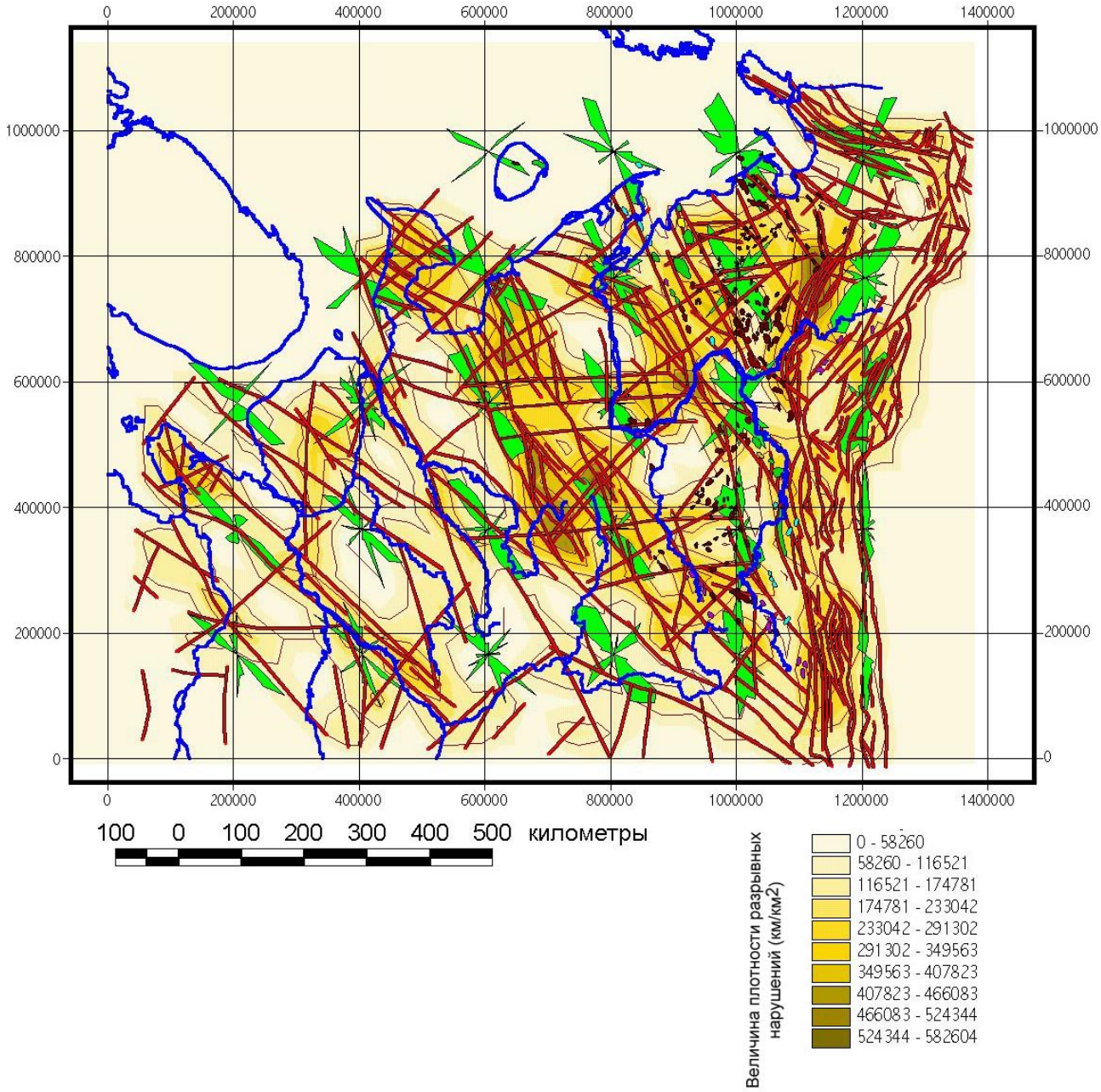


Рисунок 6. - Схема главных разрывных нарушений, характеристика их плотности и ориентировки на территорию Европейского севера России.

растительности над нефтяными залежами происходят под влиянием неотектонических движений блоков, уплотнения, проседания, трещинообразования пород, перекрывающих нефтегазовые резервуары, а также под воздействием мигрирующих от залежей флюидов.

Во всех нефтегазоносных бассейнах установлены закономерности в пространственном распределении газонефтесодержащих структур и разрывных нарушений; все локальные поднятия и месторождения располагаются или над, или в непосредственной близости от активно развивающихся разломов, а часть - в местах их пересечения. Разрывы являются каналами миграции флюидов, способствуют образованию трещинных резервуаров и органогенных ловушек, часто экранируют залежи, предохраняя их от разрушения, и в то же время иногда выступают как разрушители залежей. Поэтому изучение разрывов является одним из важнейших вопросов геологии нефти и газа.

В данной работе была использована мозаика космических снимков Landsat ETM, покрывающая всю территорию севера Европейской части России. Процесс дешифрирования состоял из ряда этапов и включал: обработку отдельных каналов снимков с выявлением эталонов, визуальное дешифрирование, автоматизированное дешифрирование с последующей визуальной интерпретацией. В результате была получена первичная карта линеаментов с выделением линейных, кольцевых и дуговых элементов, имеющих различную природу: микро- и макрорельеф, элементы гидросети, тип растительности, влажность почв и.т.д (Рисунок 7).

Для получения дополнительной информации был проведён анализ цифровой топографической основы. Изучались гидрографическая сеть и современный рельеф. Результатом данной работы явилось построение схем линеаментов, установленных с помощью анализа гидросети и рельефа. На завершающей стадии первичного дешифрирования была построена обобщающая карта линеаментов для территории севера Европейской части

России. Анализ этой карты показывает, что линеаменты формируют блоки и зоны различных направлений, формы и размеров. Помимо этого, было выполнено сопоставление результатов дешифрирования с картой крупнейших установленных геологических разломов, проведено сопоставление с тремя структурными поверхностями (поверхностью фундамента, кровлей нижнепермских отложений, подошвой четвертичных отложений) и схемой расположения месторождений нефти и газа.

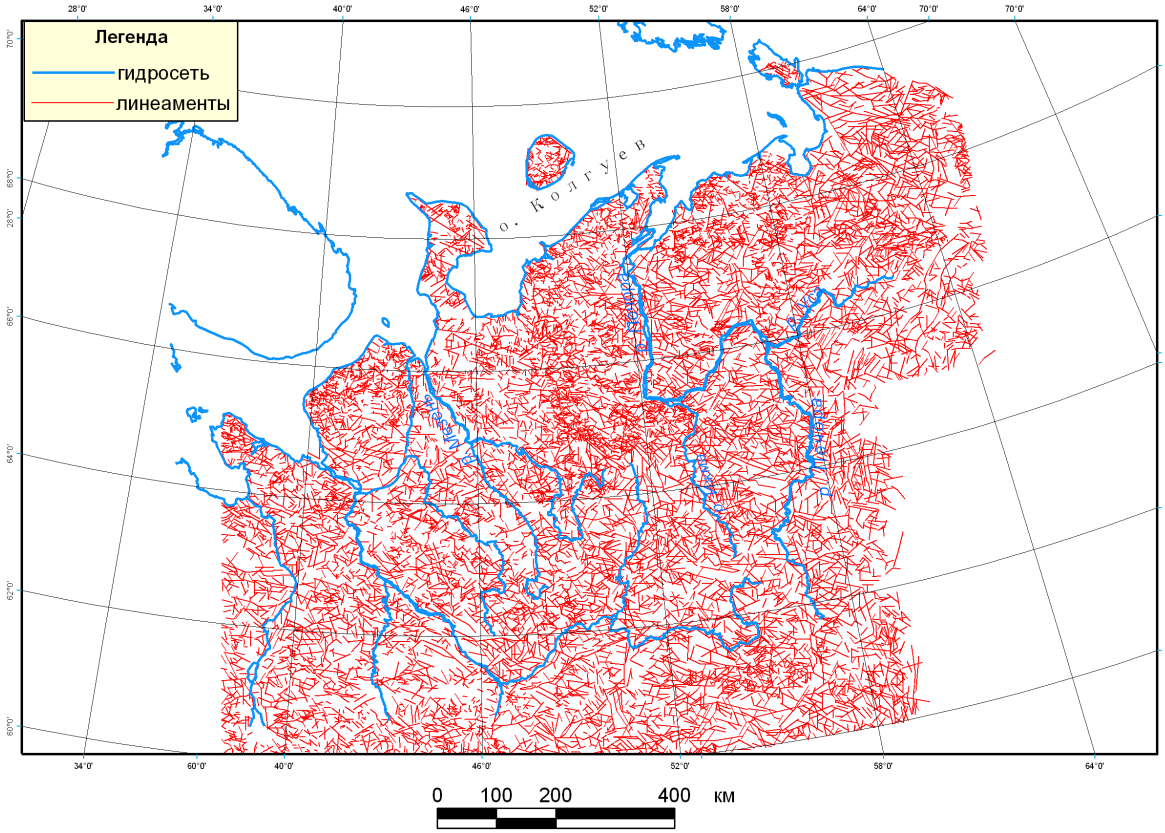
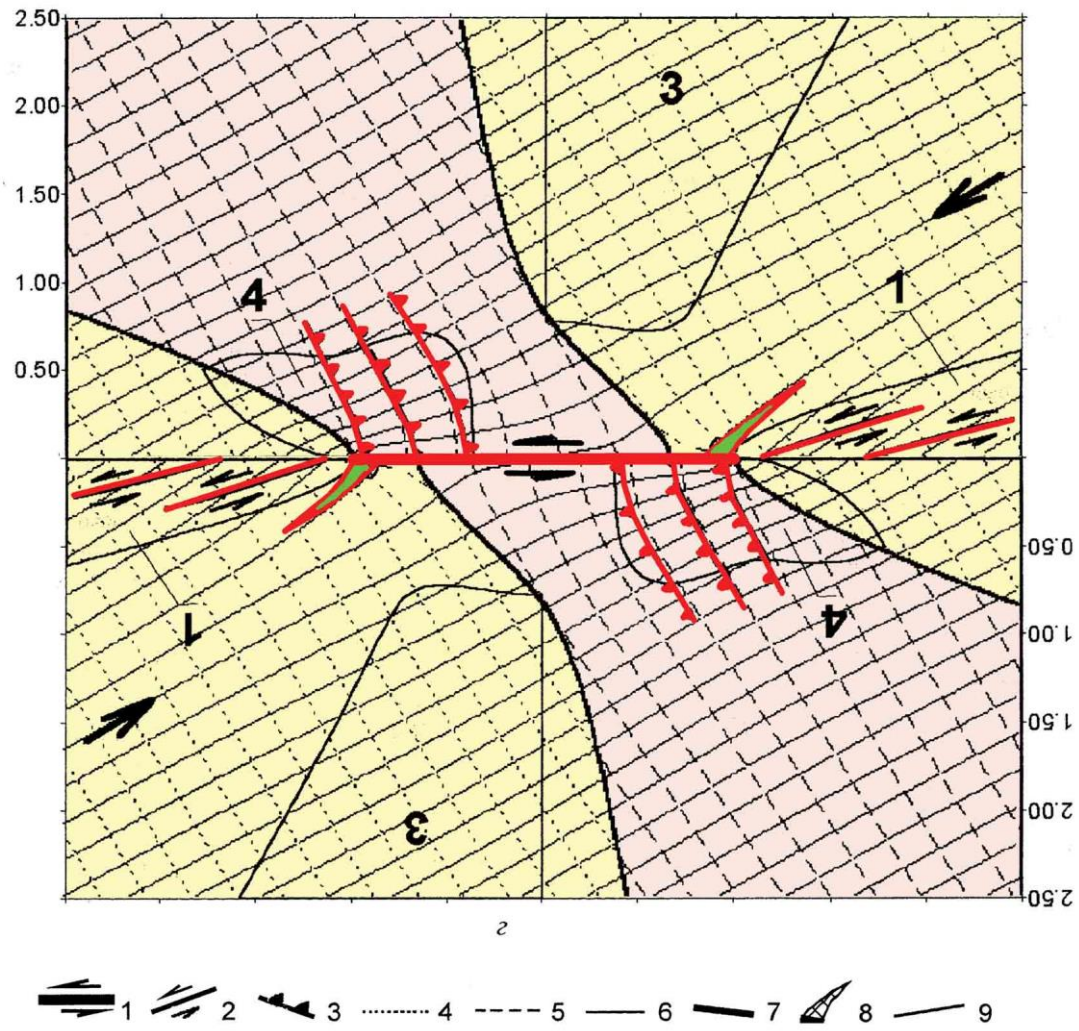


Рисунок 7. - Схема дешифрирования космических снимков Landsat ETM территории севера Европейской части России.

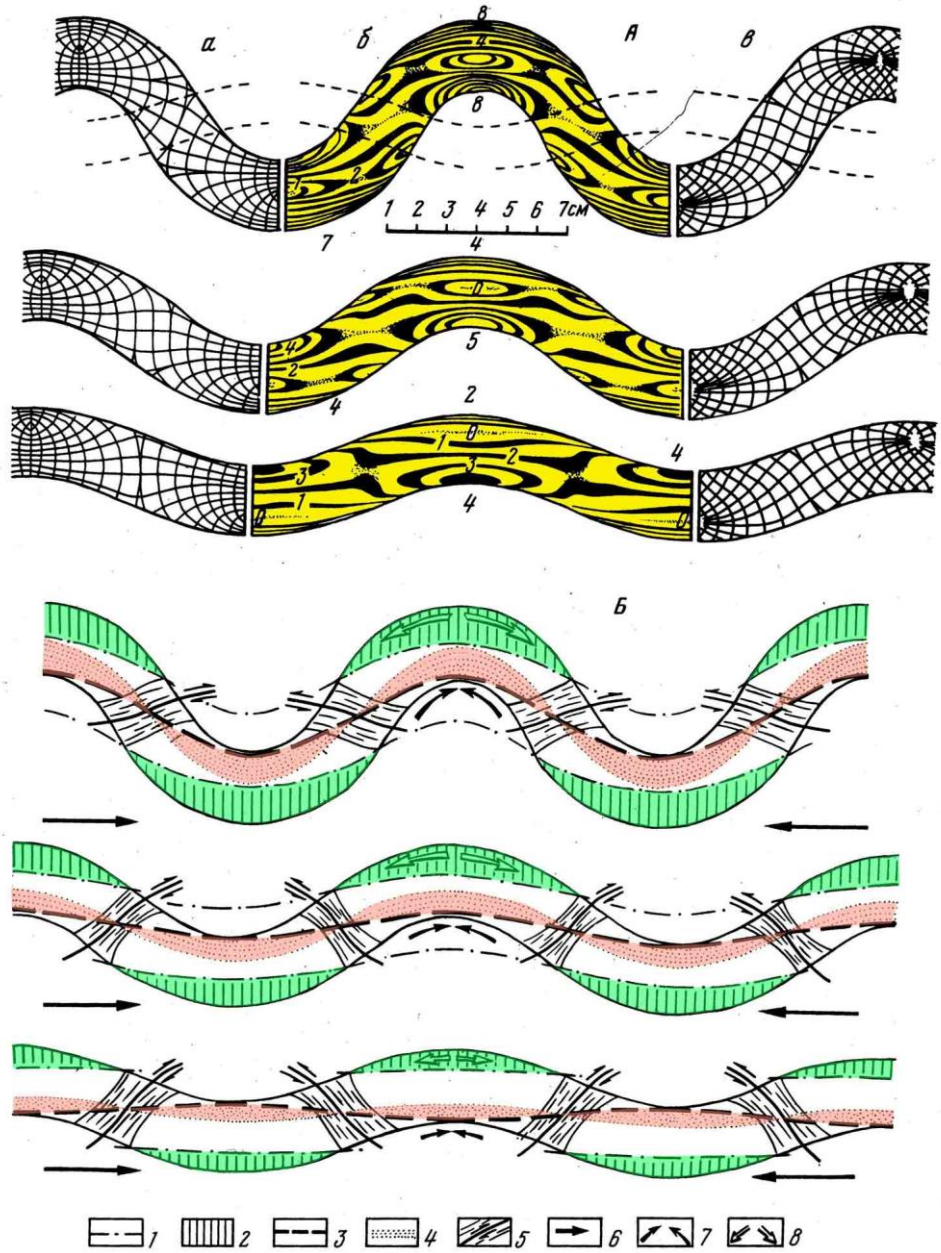
3. Системная модель структурообразования осадочных бассейнов севера Европейской части России.

В современной геотектонике тектонические движения рассматриваются как реакция на напряжения в тектоносфере, в результате которой проявляются деформации. В свою очередь, поле тектонических напряжений, действующее в реальной геологической среде, всегда является сложным, меняющимся как по величине, так и по ориентировке осей главных нормальных напряжений. Такой сложный характер распределения осей напряжений даже в однородных материалах, в пределах простых тектонических структур, убедительно показан в работах М.В.Гзовского и Д.Н.Осокиной (рис. 8, 9, 10). При этом выделяются поля напряжений разных рангов, составляющие определенную иерархию. Высший ранг соответствует тому неоднородному полю напряжений, которое возникает в зернистых агрегатах деформируемых горных пород и определяется в большей мере физическими свойствами минералов и характером контактов зерен. Низший ранг соответствует глобальному полю земного шара, который должен рассматриваться в этом случае, как квазиоднородное сплошное тело. Это поле определяется группой космических факторов и, прежде всего, особенностями движения Земли в космическом пространстве. Между этими двумя крайними степенями иерархической лестницы может быть выделено множество промежуточных ступеней и соответствующих им рангов напряжений, которые связаны с определенным рангом структурных и физико-механических неоднородностей земной коры. Иерархическое строение свойственно не только полям напряжений, но и тектоническим структурам, различным неоднородностям геологической среды, тектоническим движениям. Налицо взаимозависимость между полями напряжений, деформаций и тектонических движений. По существу, фиксирование одного из этих явлений свидетельствует и о двух других.



1 – основной разрыв, *2, 3* – вторичные сдвиги (*2*) и надвиги (*3*). К рис. *б, г* : *4* – оси σ_1, *5* –оси σ_2, *6* –оси σ_3, *7* – границы между полями типа А и В. *8* – вторичные отрывы, *9* – границы областей разрушения **1, 3, 4**

Рисунок 8. - Парагенез вторичных структур на концах сдвигового разрыва (по Осокиной,2002)



Напряженное состояние в модели системы складок в различные стадии продольного изгиба
А – распределение главных нормальных (*а*) и касательных τ_{max} (*в*) напряжений; *б* – изохромы и их порядок. *Б* – предполагаемое размещение зон сжатия, растяжения и скалывания
1 – нейтральная линия; *2* – зона растяжения; *3* – линия в зоне сжатия, вдоль которой напряжения τ_{max} максимальны; *4* – условный график изменения величины τ_{max} вдоль этой линии (по порядку изохром); *5* – зоны проявления скалывающих напряжений одного знака по всей мощности слоя; *6* – ориентация внешнего сжатия; *7* – ориентация локального сжатия; *8* – ориентация локального растяжения

Рисунок 9. - Изменение напряженного состояния при изгибе одиночного слоя.

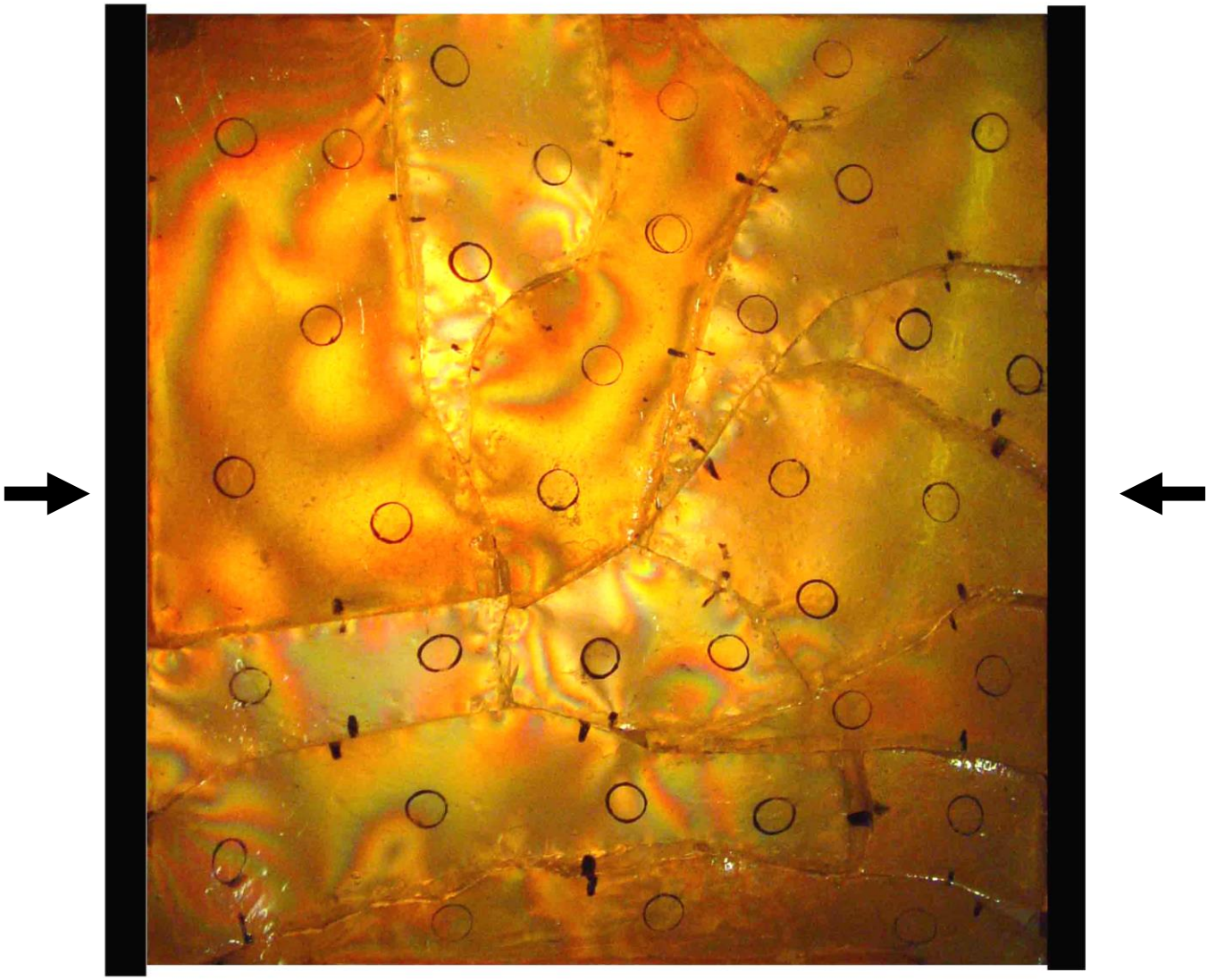


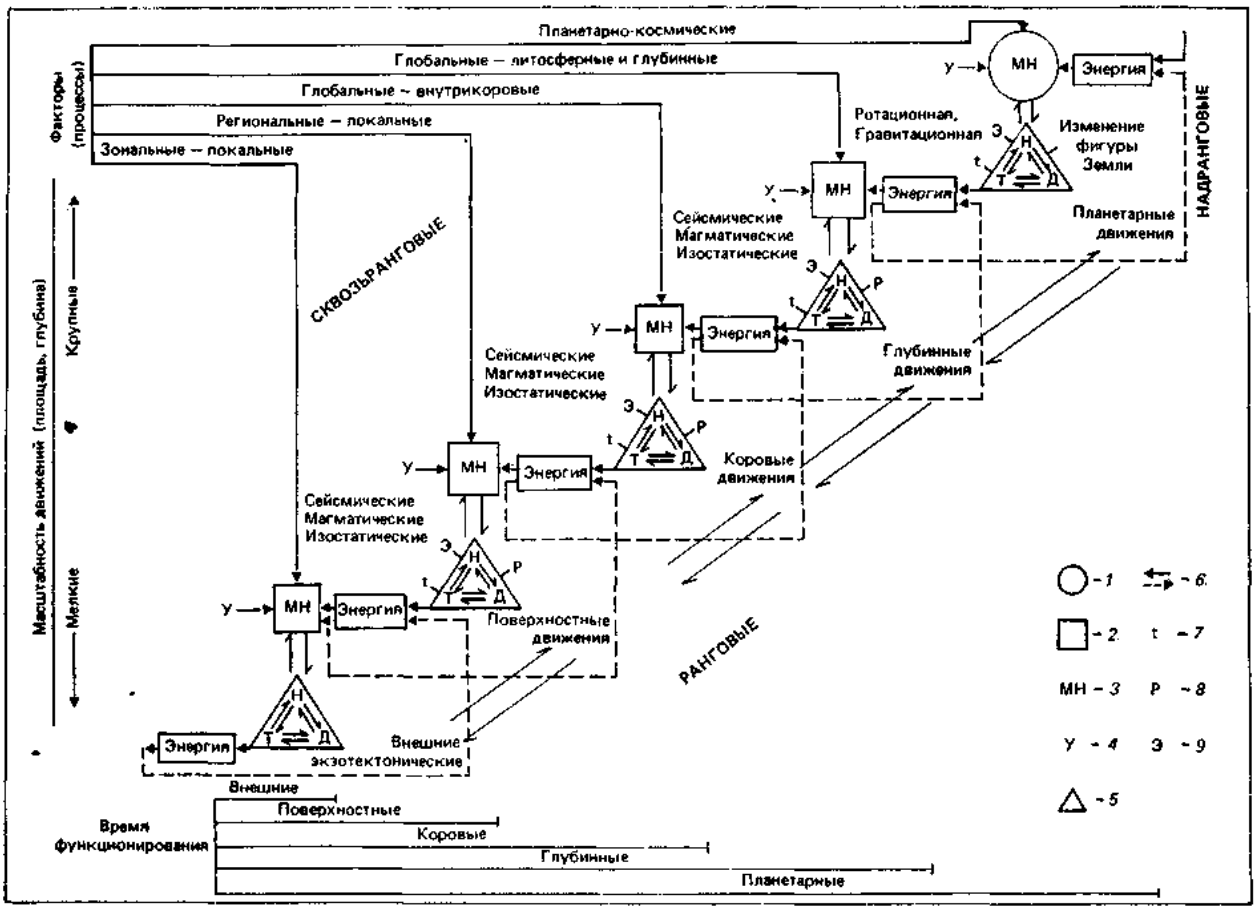
Рисунок 10. - Характер вида напряженного состояния при моделировании сжатия сложной блоковой структуры на оптически активных материалах.

Принципиально важным является также представление о многофакторности поля напряжений и связанных с ним деформаций и тектонических движений. Можно выделить различные группы факторов, имеющих ведущее значение для тектонических полей разных рангов: космические - определяющие поле напряжений планеты в целом; глобальные - соответствующие крупным неоднородностям первого порядка (океаны и континенты); зональные - с которыми связаны неоднородности второго порядка (например, платформы и складчатые пояса); региональные – которые можно связать с процессами, протекающими в пределах одного осадочного бассейна; локальные; частные; точечные - связанные с полем напряжений в зернах горных пород. Все вышеперечисленные группы факторов соподчинены друг другу. Факторы более крупных порядков (соответствующие низшим рангам) проявляются и на всех более высоких уровнях. Так, космические и планетарные факторы, определяющие основные особенности поля напряжений земного шара, действуют и в пределах локальных участков земной коры. Однако, на локальном уровне появляется своя группа причин, действующая совместно с комплексами факторов низших рангов и являющаяся ведущей, определяющей для локального уровня деформаций и тектонических движений. Таким образом, если для низших рангов мы имеем достаточно ограниченный комплекс факторов, подчиняющихся довольно простым детерминированным закономерностям, то по мере увеличения ранга количество факторов увеличивается, и закономерности должны приобретать все более ярко выраженный вероятностный характер. Можно считать, что любое поле напряжений (а, следовательно, в силу обратных связей и соответствующая ему деформация и тектонические движения) определяются как однозначно детерминированной, долговременной составляющей, так и, по-видимому, более кратковременной составляющей, причинно-следственные связи которой имеют вероятностный характер.

Итак, в условиях неоднородной, сложно построенной геологической среды, сложного соподчинения тектонических структур разного порядка,

интерференции тектонических движений, связанных со множеством взаимодействующих факторов, имеющих разную природу, глубину заложения и проявляющихся на протяжении различных отрезков времени, выделение определенных ступеней в иерархической лестнице тектонических структур оказывается возможным только благодаря тому, что каждая ступень может рассматриваться и функционировать как единое целое (или систему). Существуют определенные качественные изменения, устанавливаемые геологическими методами, которые позволяют говорить об определенном ранге тектонических структур, именно как о целостных историко-геологических элементах земной коры.

Обобщение указанных закономерностей на различные масштабы позволило [П.Н.Николаеву, 1992] предложить системную модель тектоносферы (Рис. 11, 12), позволяющую с единых позиций описать особенности деформаций и полей напряжений различных объемов литосферы от земного шара до отдельного зерна горной породы. При составлении системной модели в качестве главных элементов были взяты поле тектонических напряжений (Н), упругие и пластические деформации соответствующих объемов земной коры (Д) и тектонические движения (Т). Эти элементы объединены, как уже отмечалось выше, прямыми и обратными связями. Поле напряжений, деформации и тектонические движения проявляются в веществе, которым сложена земная кора и мантия, т.е. в определенном материальном носителе (М.Н.). Свойства материального носителя существенно влияют, при прочих равных условиях, на особенности проявления главных элементов системы, т.е. здесь также могут возникать обратные связи. Третьим компонентом рассматриваемой системы определенного ранга являются условия внешней среды (У), в которых функционирует эта система и с которыми взаимодействует. Условия, при которых развиваются тектонические деформации и связанные с ними тектонические движения и поле напряжений, воздействуют, прежде всего, на материальный носитель, т.е. на физико-механические свойства деформируемой толщи. Наконец, чтобы система



1 — геодинамическое звено модели; *2* — тектодинамическое звено; *3* — материальный носитель элементов системы; *4* — условия внешней среды; 5 — взаимодействие полей тектонических напряжений (Н), деформаций разных объемов тектоносферы (Д) и тела Земли, тектонических движений (Т); 6 — направление потока энергии; 7 — рассеяние энергии с образованием тепла; *8* — релаксация напряжений; *9* — энергия сейсмических, магматических, изостатических движений

Рисунок 11. - Системная модель тектонических движений (пояснения в тексте)

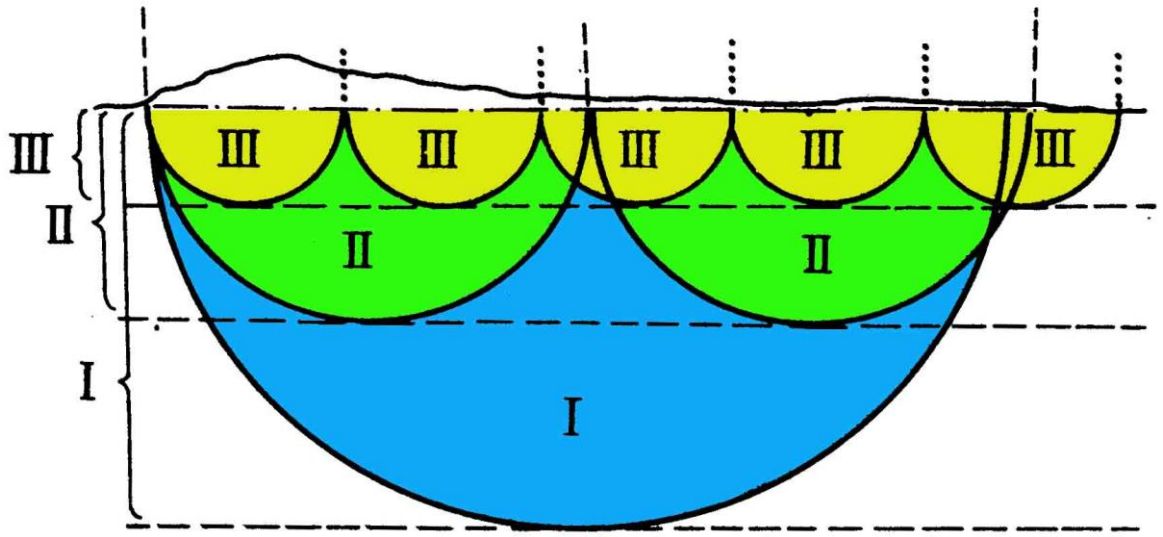


Рисунок 12. - Соотношение систем разных рангов (I-Ш) в пределах земной коры.

«заработала» к ней необходимо извне приложить определенную энергию, которая прямо связана с факторами, определяющими функционирование системы. При этом часть энергии система получает непосредственно от систем низшего ранга, другая часть энергии поступает из источников соответствующего ранга. Ими могут быть энергия магматического очага, процессов гидратации и дегидратации, метаморфизма и т.д. Наличие обратных связей обеспечивает цикличность, многоэтапность действия системы. Связи с системами большего масштаба в пределах каждого ранга имеют подчиненное значение по отношению к внутренним связям системы и связаны с собственным, «ранговым», источником энергии. Это позволяет, строго ограничиваясь масштабом данного ранга, рассматривать (в какой-то мере условно) соответствующую систему как закрытую. При этом материальный носитель систем высшего ранга по отношению к системе данного ранга может рассматриваться как квазиоднородный.

Система: поле напряжений - деформация - тектонические движения в пределах каждого ранга носит название тектодинамической.

Взаимодействие между системами разных рангов осуществляется, прежде всего, с помощью потока энергии, которая передается от систем низшего ранга к системам высшего ранга и (наряду с «ранговыми» источниками энергии) стимулирует функционирование систем высшего ранга. Таким образом, поток энергии, попадая в систему, разветвляется. Часть его затрачивается на функционирование системы (на возникновение деформаций и движений соответствующего ранга), часть рассеивается с образованием тепла (е), часть затрачивается на релаксацию напряжений (Р) и часть выделяется в виде импульсных сейсмических процессов (К), наконец, часть энергии поступает непосредственно в меньшие по масштабу системы, приводя в действие ранговые источники энергии высших порядков и играя роль своеобразного стартера.

Кроме указанных прямых связей, между системами разных рангов могут быть намечены обратные связи, которые определяют цикличность разных

порядков в функционировании данной модели. Описанная выше система является своего рода классификацией, построенной на генетической основе, которая позволяет планировать и наиболее целенаправленно проводить изучение процессов участвующих в структурообразовании.

В рамках предложенной системной модели тектоносферы по новому видится связь между распределением газонефтеносности какой либо территории и теми структурными формами, которые мы наблюдаем. Очевидно, что в такой иерархически построенной системе полей напряжений, деформаций и перемещений, формирование газового или нефтяного месторождения наиболее тесно будет связано с одним тектодинамическим рангом, наиболее близким по масштабному уровню. Выделив тектонические структуры именно этого ранга из общей интегральной картины, мы получаем возможность в значительной степени увеличить величину корреляции между ними, что позволяет, в конечном итоге, делать прогноз более достоверным и точным.

3.1 Ранговый анализ системных тектодинамических параметров территории Европейского севера России.

Характер и специфика проявления тектонических движений на платформенных территориях предъявляют ряд требований к используемым методам рангового анализа. В основном, эти требования связаны со сложностью выявления и картирования тектонических структур. Это обстоятельство определило необходимость, во-первых, проведения комплексного анализа различных индикаторов проявления тектонических движений, а, во-вторых, максимального использования аппарата математической статистики.

Как следует из системной тектодинамической модели, рассмотренной выше, индикаторами перехода от одного ранга структурных форм к другому являются, как дизъюнктивные, так и пликативные деформации. Поэтому ранговый анализ следует проводить раздельного для каждого типа деформаций.

Обобщение экспериментальных и теоретических исследований показало, что выявленные на какой либо территории разломы являются результатом взаимодействия иерархии полей тектонических напряжений, взаимосвязанных друг с другом и охватывающих разные объемы литосферы. В этом случае логично ожидать появления дискретности в характере распределения разрывных нарушений, поскольку, во-первых, разрывные нарушения, возникающие в результате действия тектодинамической системы определенного ранга, не могут превышать предельных размеров, характеризующих данный ранг, во-вторых, как правило, при переходе от одного тектодинамического ранга к другому происходит изменение ориентировки поля напряжений и его величины, что влечет за собой изменение пространственного расположения структур, образованных этим полем напряжений. Следовательно, для выявления разломов, относящихся к разным тектодинамическим рангам,

необходимо учитывать совместно ряд параметров - среднестатистическую длину совокупности разрывных нарушений, характер изменения их ориентировки при переходе от одного масштабного уровня к другому и среднее расстояние до ближайшего соседа, т.е. густоту совокупности разрывных нарушений, имеющих близкую длину и ориентировку. В работе это достигалось тремя независимыми методами:

Сравнением результатов дешифрирования космических снимков разных масштабов.

Анализом простираний разрывных нарушений разной длины.

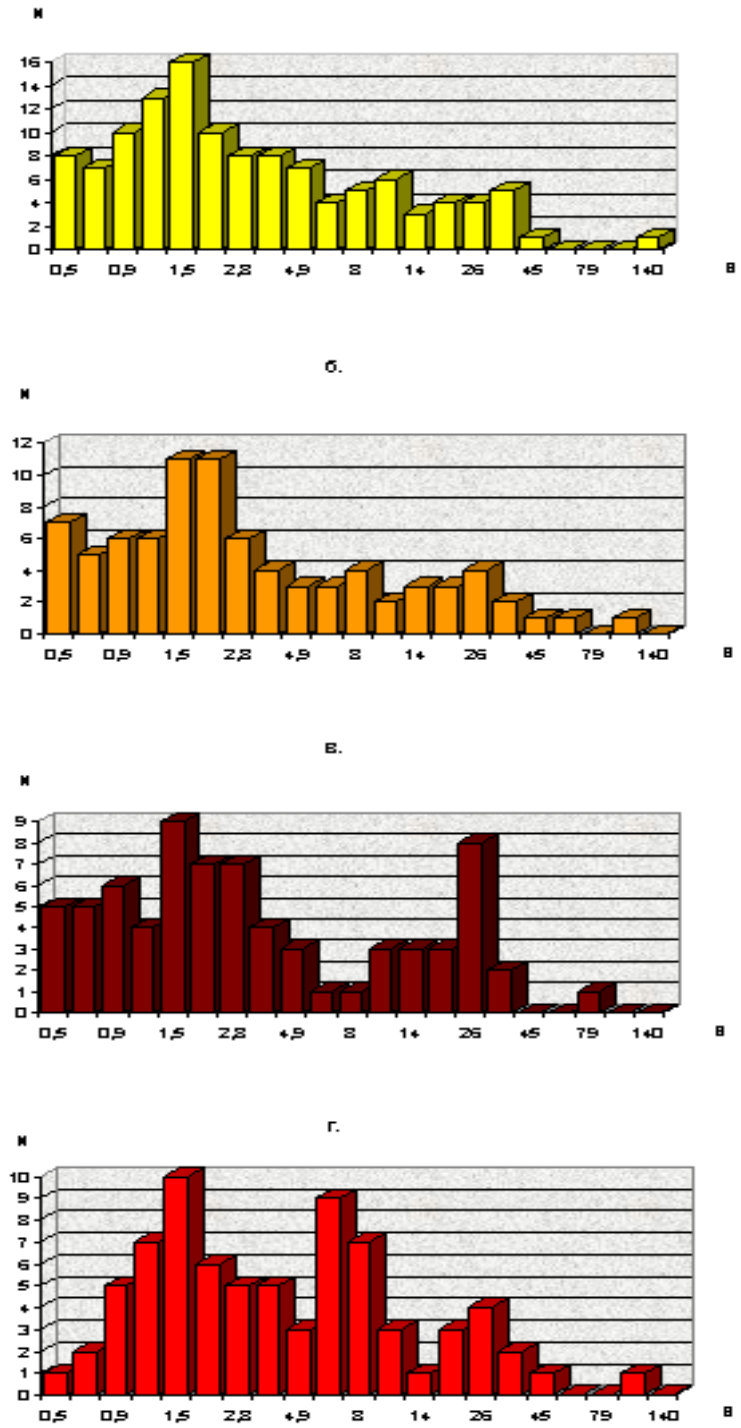
Изучением зависимости между длиной разрыва и средним расстоянием до ближайшего соседа.

Результаты проведенных исследований подробно изложены в отчете по этапу №1 «Построение прогнозных схем перспектив газонефтеносности Европейской части России по данным разломной тектоники». Поэтому отметим лишь наиболее значимые выводы выполненных работ. В результате проведенной обработки различных параметров разломов севера Русской плиты, удалось статистически достоверно установить действие трех тектодинамических рангов. К первому рангу относятся разломы длиной до 400км. Этот ранг значительно больше, чем исследуемая территория, поэтому он уверено фиксируется лишь при анализе разломов всей Русской плиты. Второй и третий ранг установлены непосредственно для анализируемой территории. Ко второму рангу относятся разломы, имеющие длину до 160км, северо-восточную и северо-западную ориентировку. К третьему рангу относятся разломы длинной до 30км, с субширотной и субмеридиональной ориентировкой. Исследования пространственного размещения разломов, относящихся к разным рангам, показали, что максимумы плотностей разрывов второго ранга, как правило, не совпадают с максимумами разрывов третьего ранга. Если первые разделяют территорию на ряд крупных блоков, образуя своеобразный структурный "каркас", то вторые располагаются, как правило, внутри этих блоков, создавая как бы их "инфраструктуру".

Полученные результаты подтверждены и существенно дополнены методиками тектодинамического анализа пликативных деформаций.

Для уточнения распределения тектонических структур по рангам соответственно их площади авторами отчета проведен специальный статистический анализ. Были проанализированы гистограммы распределения количества тектонических структур в заданных интервалах изменения площади (Рис.12). На гистограммах отмечается неравномерное распределение структур в зависимости от их площади. Выделяются четыре основные группы: первая охватывает интервал менее 0.6 тыс.км^2; вторая - от 0.6 до 4.5 тыс.км^2 (с максимумом для структур площадью около 1.5 тыс.км^2); третья включает тектонические структуры площадью от 4.5 до 15 тыс.км^2; и последняя группа имеет значения более 15 тыс.км^2 (рис. 13). Полученные закономерности показывают дискретный характер распределения тектонических структур. Причем, выявленная дискретность прослеживается и по поверхности фундамента, и по подошве доманика, и по кровле карбонатов, и по подошве четвертичных отложений. Подсчитанный коэффициент корреляции для распределения тектонических структур разного возраста заложения по площади составляет в среднем 0.7, что говорит об унаследованном характере тектонических процессов, действующих на рассматриваемой территории.

Таким образом, можно утверждать, что существует определенная упорядоченность, иерархия, в распределении тектонических структур по площади и, что выделение рангов тектонических структур вполне правомерно. Структуры с площадью менее 0.6 тыс. км отнесены нами к 3-му наиболее локальных рангу, с площадью от 0.6 до 4.5 тыс.км^2 - ко 2-му рангу, с площадью от 4.5 до 15 тыс.км^2 - к 1-му наиболее крупному рангу, и, наконец, структуры имеющие площадь более 15 тыс.км^2 являются надранговыми для рассматриваемой территории. Полученные результаты в сочетании с представлениями о тектонической делимости и упорядоченности структур позволяют рассматривать поверхность раннепермского возраста Печорской плиты как результат наложения движений разного масштаба. Подобный подход



Условные обозначения:

а - неотектонические структуры;

б - структуры, выделяемые по кровле нижнепермских отложений (P1);

в - структуры, выделяемые по подошве доманикова горизонта (D3dm);

г - структуры, выделяемые по поверхности фундамента.

Рисунок. 13. - Характер распределения тектонических структур по площади для территории Севера Европейской части России [Рыжов И.Н., 1988].

к изучению тектонического строения региона можно с известной долей условности отнести к гармоническому анализу. Этот метод, даже без применения сложных приемов математической обработки, позволяет выявить скрытую периодичность в расположении тектонических структур и более обоснованно отнести их к различным рангам. Правомерность применения гармонического анализа к платформенным структурам вытекает из положений, изложенных в работах Ю.А. Мешерякова, В.И. Витязя, П.Н. Николаева, и др., где отмечается, что ранжированность есть общее свойство геологических объектов. При этом [В.А. Магницкий, 1965] указывает, что линейные размеры структур укладываются в границы классов 37-62 км, 74-96 м, 156-166 и 290-295 км, а [В.И. Витязем, 1982] отмечены значения 38±10, 75±20, 188±40 и 312±80 км. Аналогичные значения расчетных и фактических размеров наиболее часто встречающихся платформенных структур составляют 34.4 и 40 км; 93.4 и 95±5 км; 254 и 250±10 км.

Разделение суммарной поверхности тектонических движений раннепермского возраста на ранговые составляющие, по существу, мало чем отличается от известного метода скользящей средней, с помощью которого проводится сглаживание экспериментальных графиков для отсеивания влияния множества побочных факторов и выявления общих закономерностей анализируемой функциональной зависимости.

Практически, разделение на ранговые составляющие сводится к следующему:

1. Выделяется крупный единый геоструктурный элемент, который мог бы предположительно служить сферой действия тектодинамической системы низшего ранга. Выделение такого структурного элемента основывается на историко-геодинамических данных.

2. На используемой карте выбирается размер элементарной площадки, с помощью которой будет проведен анализ высшего (наиболее мелкого) из выделяемых рангов. Площадка выбирается таким образом, чтобы её размеры соответствовали размеру наименьшего по масштабу структурного элемента

рассматриваемой территории, который можно предположительно связать с действием тектодинамической системы высшего ранга. Кроме того, размеры элементарной площадки должны соответствовать предварительной оценке точности и достоверности исходной карты.

3. Для центра каждой элементарной площадки рассчитываются значения средней величины амплитуды тектонических движений

4. Увеличив размер окна осреднения, вновь рассчитывается значение средней амплитуды тектонических движений. Данная операция продолжается до тех пор, пока вся территория не окажется покрытой лишь 9-ю квадратами - минимальным количеством точек, по которым еще можно судить об особенностях распределения тектонических движений в плане.

5. Далее следует наиболее трудная и ответственная задача рангового тектодинамического анализа, которая заключается в выборе палеток осреднения такого размера, который бы максимально соответствовал определенному рангу. В данном случае размер определялся исходя из рассмотренных выше закономерностей в распределении тектонических структур по площади.

6. После того как установлено количество выделяемых тектодинамических рангов и размер палеток осреднения, на которых фиксируются переходы от одного ранга к другому, можно приступить непосредственно к построению ранговых карт. При этом необходимо учитывать, что амплитуды тектонических движений, рассчитанные как средние для площадок осреднения, являются результирующими совместного влияния тектодинамических систем, выбранного для анализа ранга и всех систем более низкого ранга. Поэтому ранговый анализ тектонических движений какой-либо области необходимо начинать с наиболее низкого (наиболее крупного) из выделяемых рангов. Схема осреднения фоновых амплитуд, для самого низкого выделенного ранга, будет приблизительно соответствовать ранговой картине тектонических движений (более точные данные можно получить, проанализировав значительно большую по размерам территорию). Поэтому,

полученная по наибольшей по размерам палетке осреднения схема, условно рассматривается как схема тектонических движений первого ранга (термин "условно" имеет региональное значение, так как ранги, выделяемые в пределах данной геоструктурной области, не сопоставлены с планетарной ранговой иерархией). Следующая ранговая схема, построенная по более мелкой сетке осреднения, отражает особенности тектонических движений, являющихся результатом совместного действия тектодинамических систем первого и второго рангов. При этом, естественно, главный "удельный вес" в ней будет принадлежать тектодинамической системе второго ранга. Для построения карты тектонических движений собственно второго ранга из полученных по второй палетке осредненных значений изогипс 1-го и 2-го ранга необходимо вычесть значения изогипс, полученных на предыдущей карте. Результаты вычитания объединяются с помощью изолиний и, таким образом, получается карта тектонических движений собственно второго ранга. Для построения карты составляющей тектонических движений третьего ранга из полученных осредненных по 3-ей палетке (еще меньшего размера) значений амплитуд тектонических движений вычитаются значения амплитуд, являющихся результатом действия тектодинамических систем 2-го и 1-го ранга, т.е. полученной по 2-ой палетке осреднения. Далее этот процесс повторяется в зависимости от количества ранговых составляющих неотектонических движений, которое устанавливается на предыдущем этапе исследования.

Помимо собственно ранговых амплитуд, в работе использованы значения градиентов (Рис. 14-16), причем, как для исходной карты, так и для ее ранговых составляющих. Значения градиентов рассчитывались по следующей формуле:

$$\mathbf{[grad\ V] = (h_{max} - h_{min}) / L} \qquad (1)$$

где: h_{max} и h_{min} - максимальное и минимальное значения изогипс поверхности.в пределах выбранного окна осреднения;

L - размер окна осреднения.

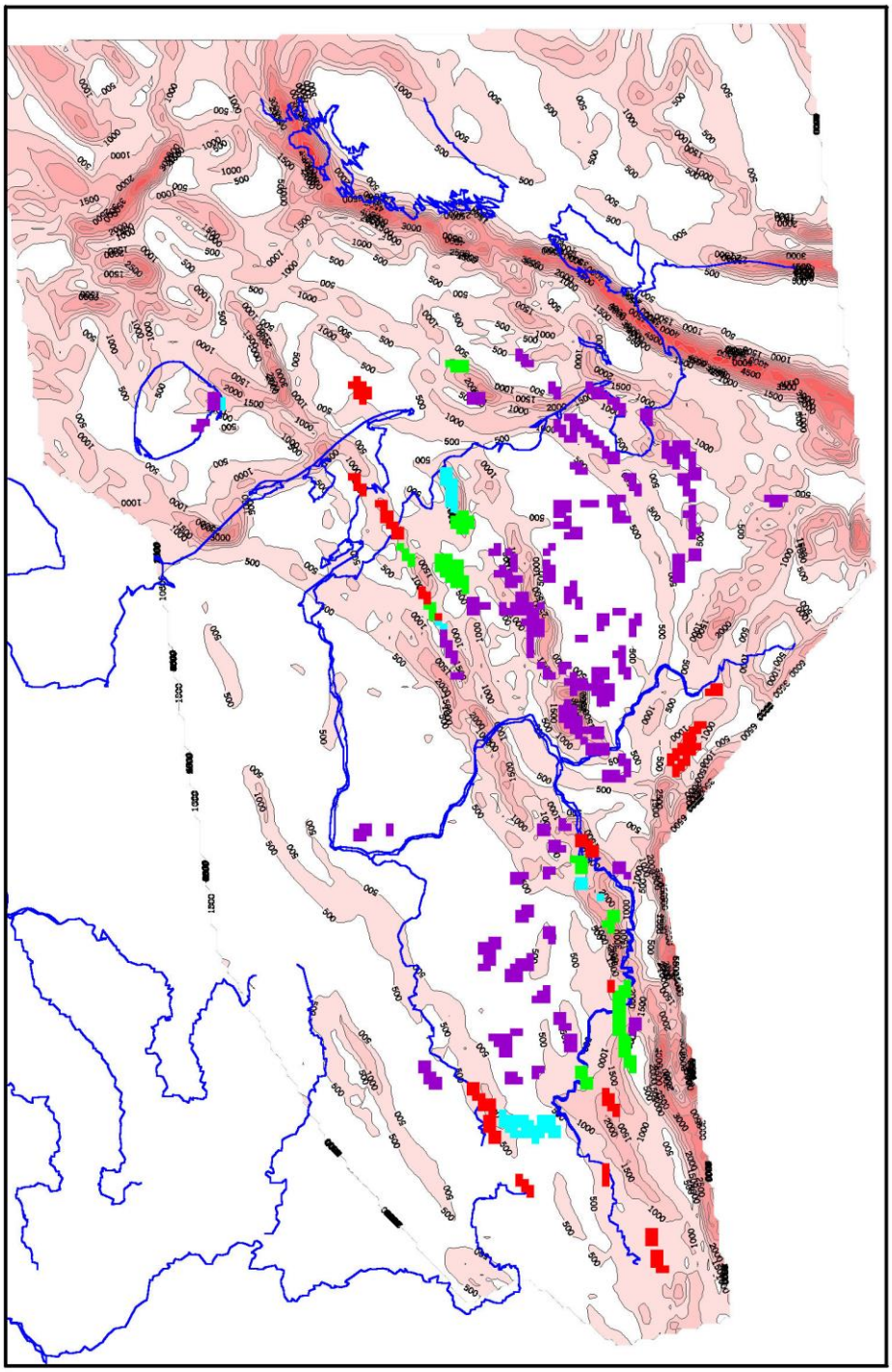
Величина значения градиентов амиплитуд тектонических движений является мерой деформированности данного участка земной коры, а протяженные участки повышенных значений градиентов могут интерпретироваться как зоны разломов с субвертикальным перемещением крыльев.

В результате проведенных исследований были построены ранговые карты структур фундамента, структур нижнепермских отложений и новейших структур на территорию Тимано-Печорской плиты и ее обрамления в масштабе 1:1 000 000, а также карты градиентов глубин данных поверхностей разных рангов.

Ранговые составляющие карты поверхности фундамента и их градиенты представлены на Рис. 17-22. Данные карты рассчитывались только для территории занятой рифейско-вендским фундаментом (680-650±20млн.лет).

Ранговые карты амплитуд поверхности нижнепермских отложений и их градиенты показаны на Рис. 23-27. Карта амплитуд структур 1-го ранга по кровле поверхности нижнепермских отложений охватывает лишь центральную часть Тимано-Печорской плиты. Это связано с необходимостью учета краевых эффектов при построении данной карты. С этим рангом деформаций связано общее погружение центральной части рассматриваемой территории. Впадина имеет, в общем, изометричную форму, слегка вытянутую в запад-северо-западном направлении, а по периметру окружена относительно более высокоамплитудными положительными структурами. (Рис.23).

Второй, более локальный ранг, определил возрастание контрастности и изменение ориентировки деформаций нижнепермской поверхности. Крупная впадина 1-го ранга распалась на две отрицательные структуры, вытянутые в северо-западном направлении. Они разделены узким поднятием, которое, в свою очередь, состоит из трех более мелких складок кулисообразно подставляющих друг друга. Направление кулис свидетельствует о возможной правосдвиговой составляющей движений, приведших к образованию этой



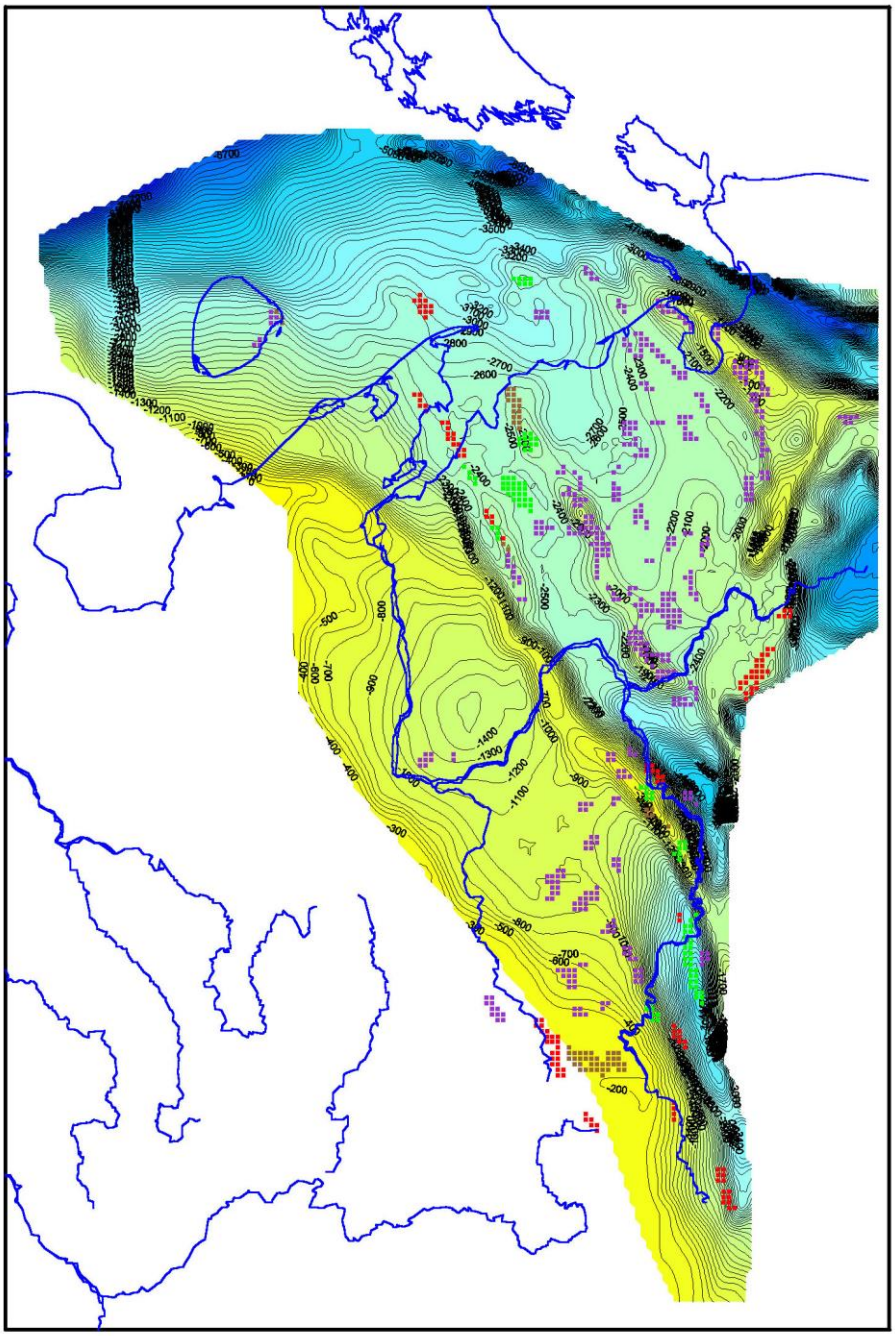
Условные обозначения:

0.02 - изогипсы градиентов глубин поверхности фундамента

участки на которых известны месторождения

- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 14. - Карта градиентов глубин поверхности фундамента Печорской плиты и ее обрамления.



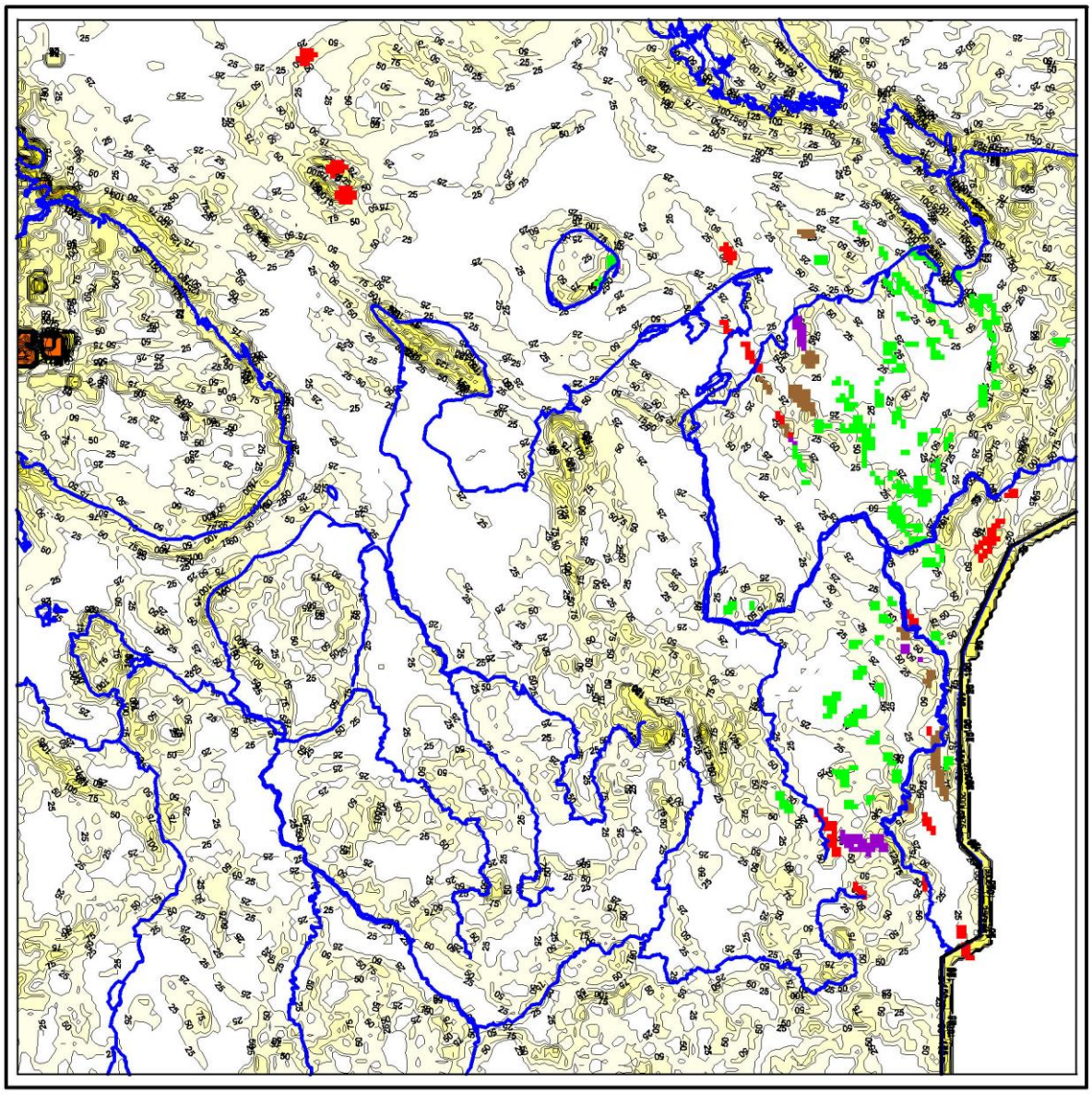
Условные обозначения:

0.02 - градиенты изогипс нижней перми (в м/км)

участки на которых известны месторождения

- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 15. - Карта градиентов глубин поверхности нижнепермских отложений Печорской плиты и ее обрамления.



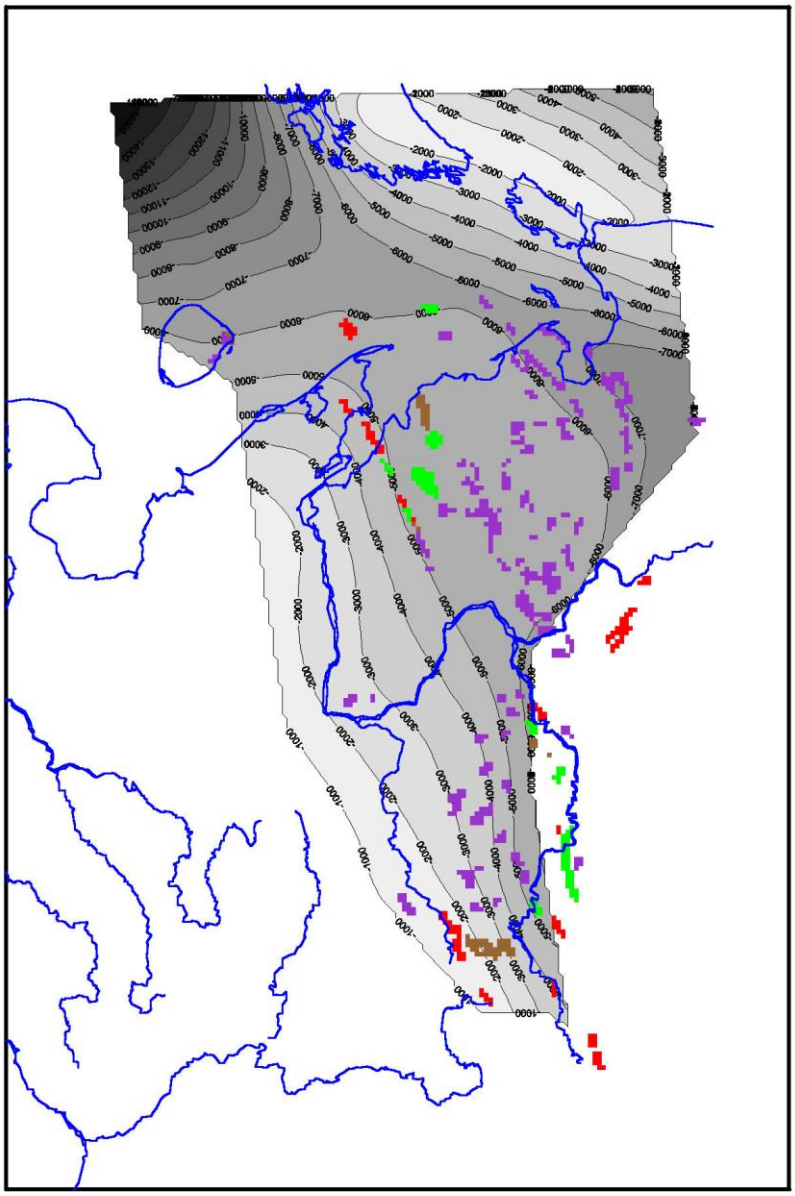
Условные обозначения:

0.02 - градиенты амплитуд неотектонических движений

участки на которых известны месторождения

- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 16. - Карта градиентов амплитуд неотектонических движений северной части Русской плиты (с обрамлением).



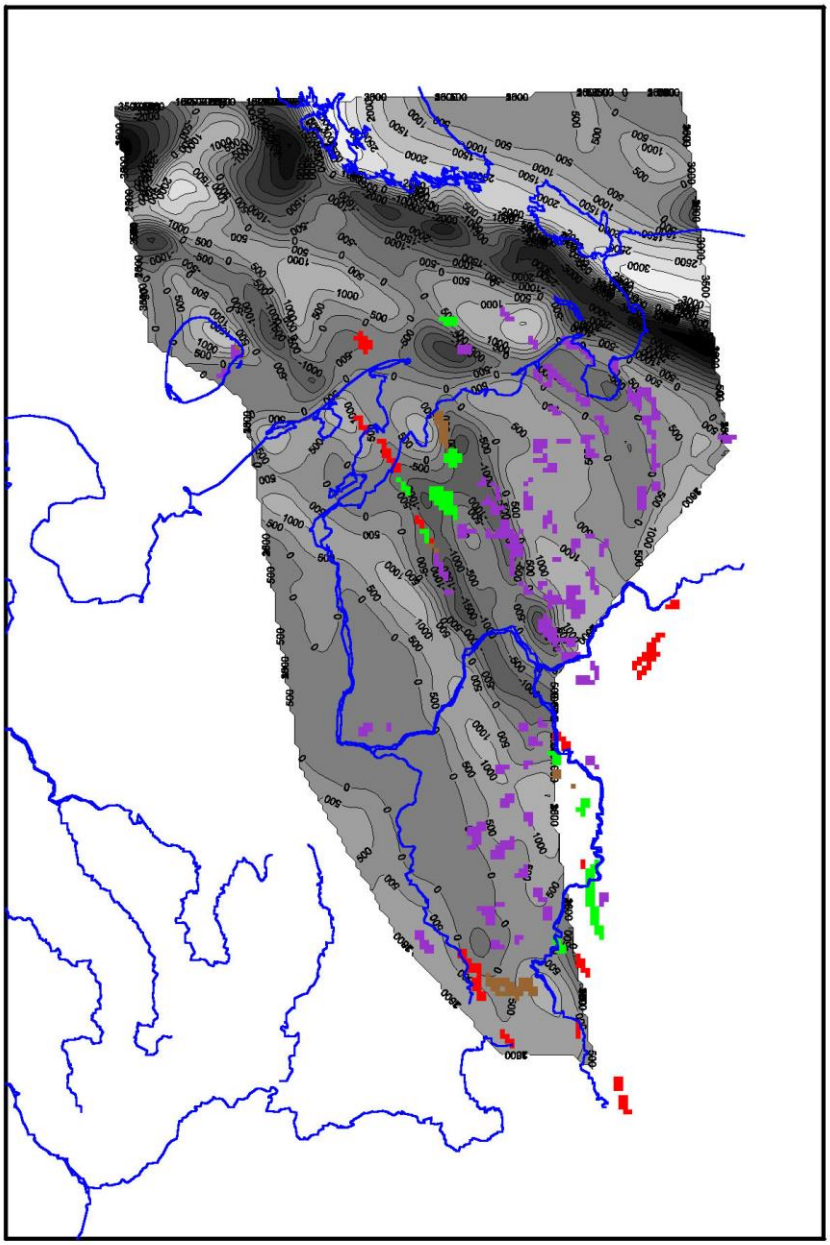
Условные обозначения:

0.02 - амплитуды структур 1-го ранга поверхности фундамента (в метрах)

участки на которых известны месторождения

- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 17. - Карта амплитуд структур 1-го ранга по поверхности фундамента Печорской плиты и ее обрамления.



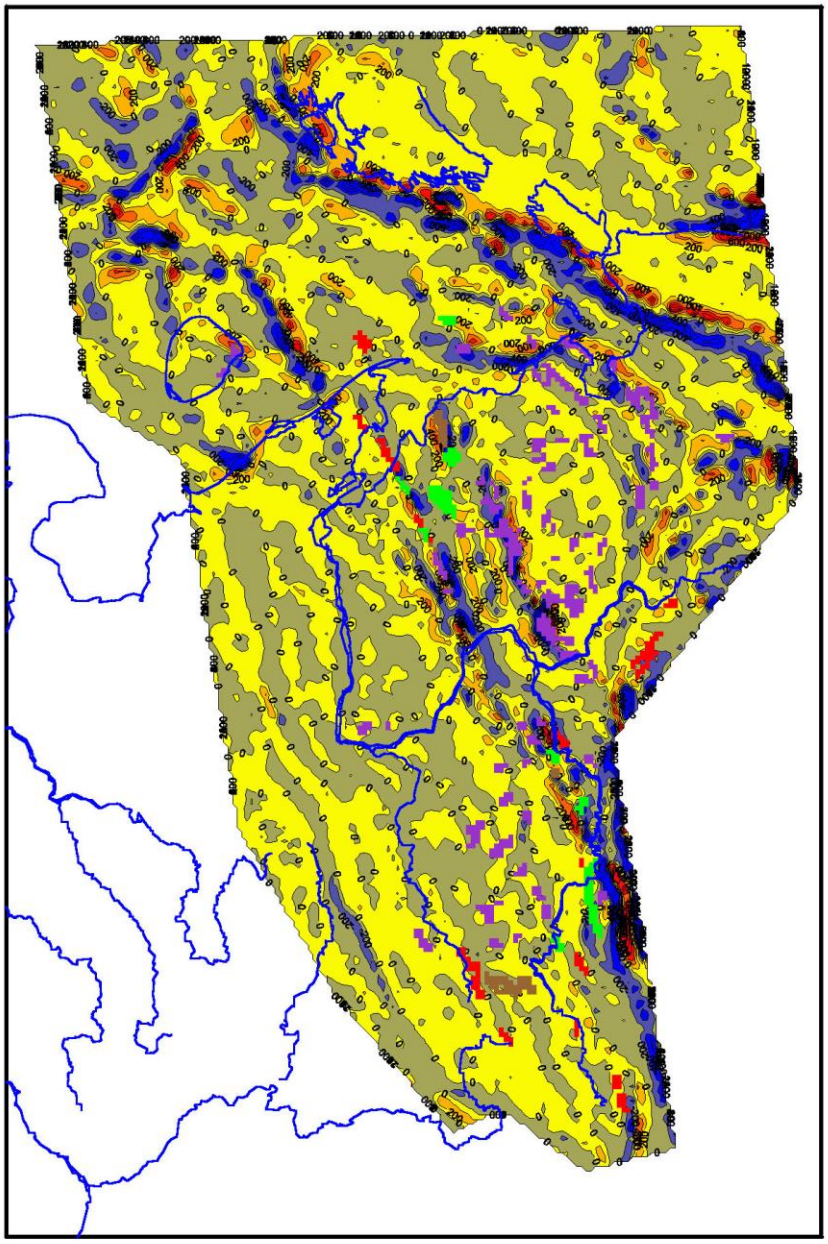
Условные обозначения:

0.02 - амплитуды структур 2-го ранга поверхности фундамента (в метрах)

участки на которых известны месторождения

- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 18. - Карта амплитуд структур 2-го ранга по поверхности фундамента Печорской плиты и ее обрамления.



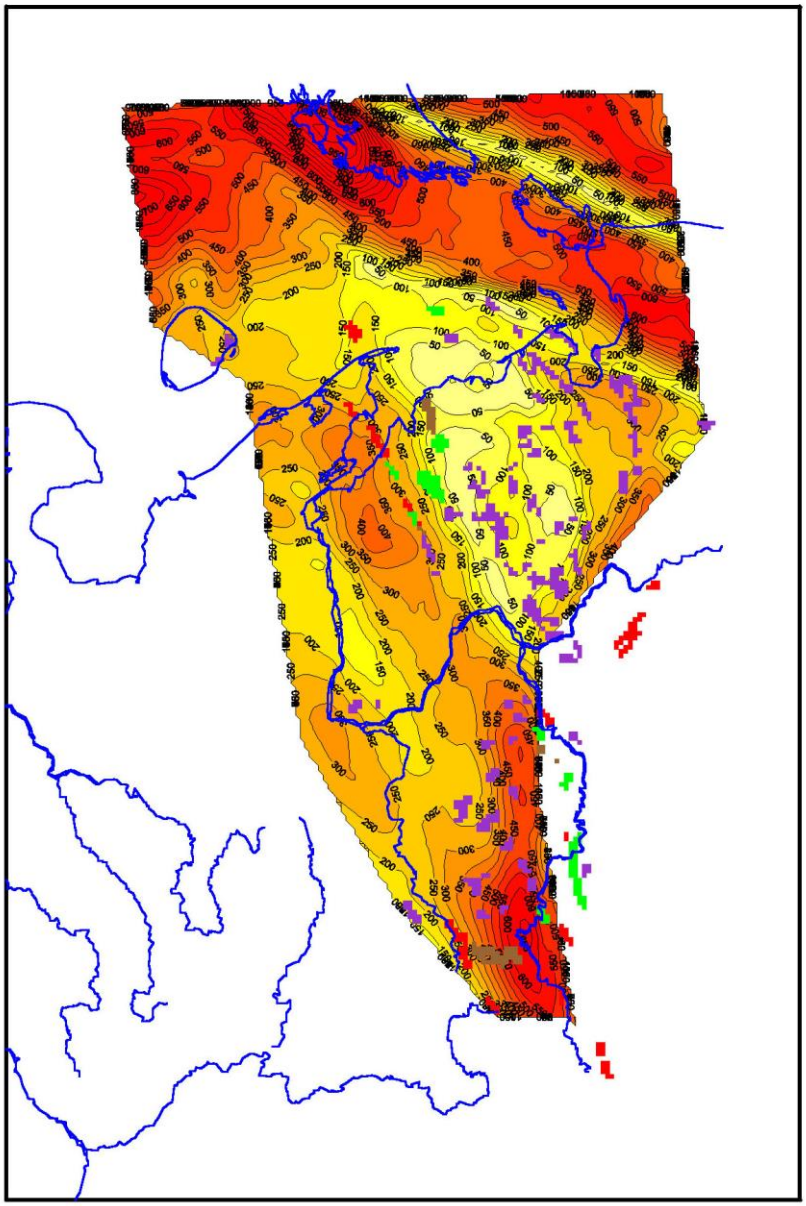
Условные обозначения:

0.02 - амплитуды структур 3-го ранга поверхности фундамента (в метрах)

участки на которых известны месторождения

- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 19. - Карта амплитуд структур 3-го ранга по поверхности фундамента Печорской плиты и ее обрамления.

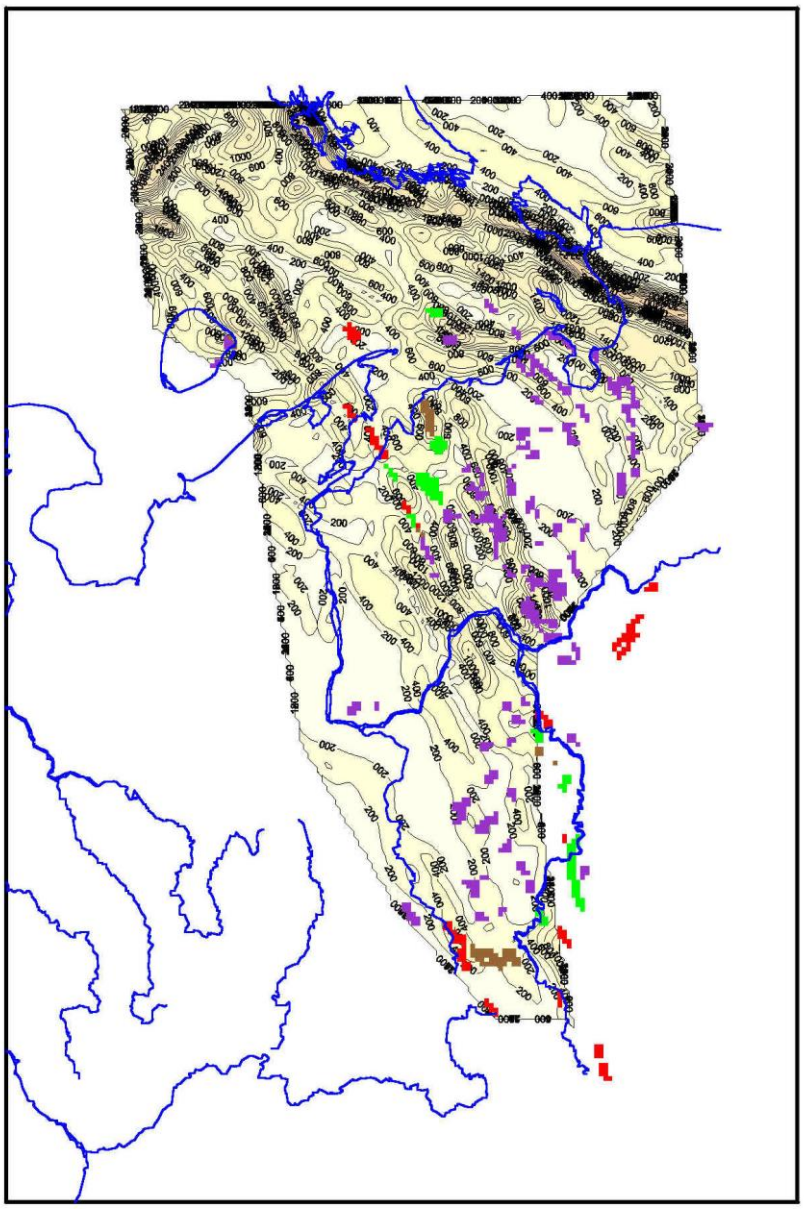


Условные обозначения:

0.02 - градиенты изогипс структур 1-го ранга (в м/км)

участки на которых известны месторождения
- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 20. - Карта градиентов структур 1-го ранга поверхности фундамента Печорской плиты и ее обрамления.

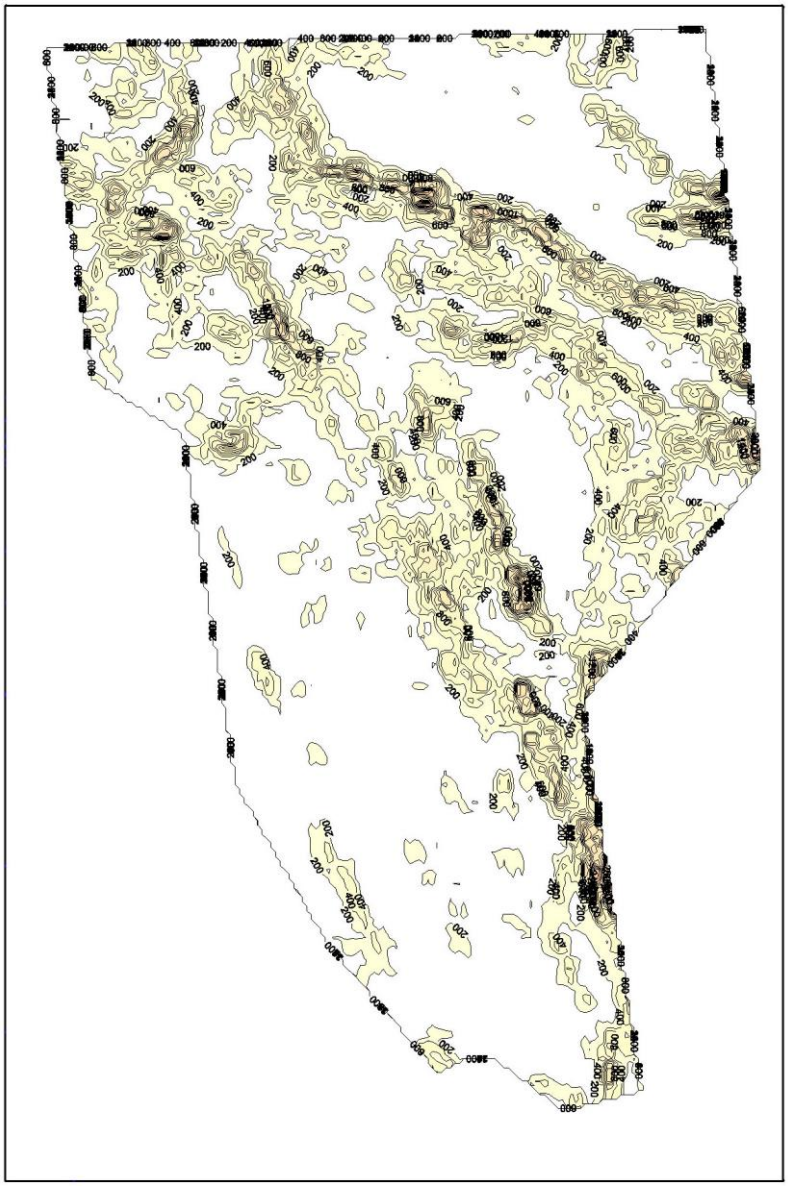


Условные обозначения:

0.02 - градиенты изогипс структур 2-го ранга (в м/км)

участки на которых известны месторождения
- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 21. - Карта градиентов структур 2-го ранга поверхности фундамента Печорской плиты и ее обрамления.

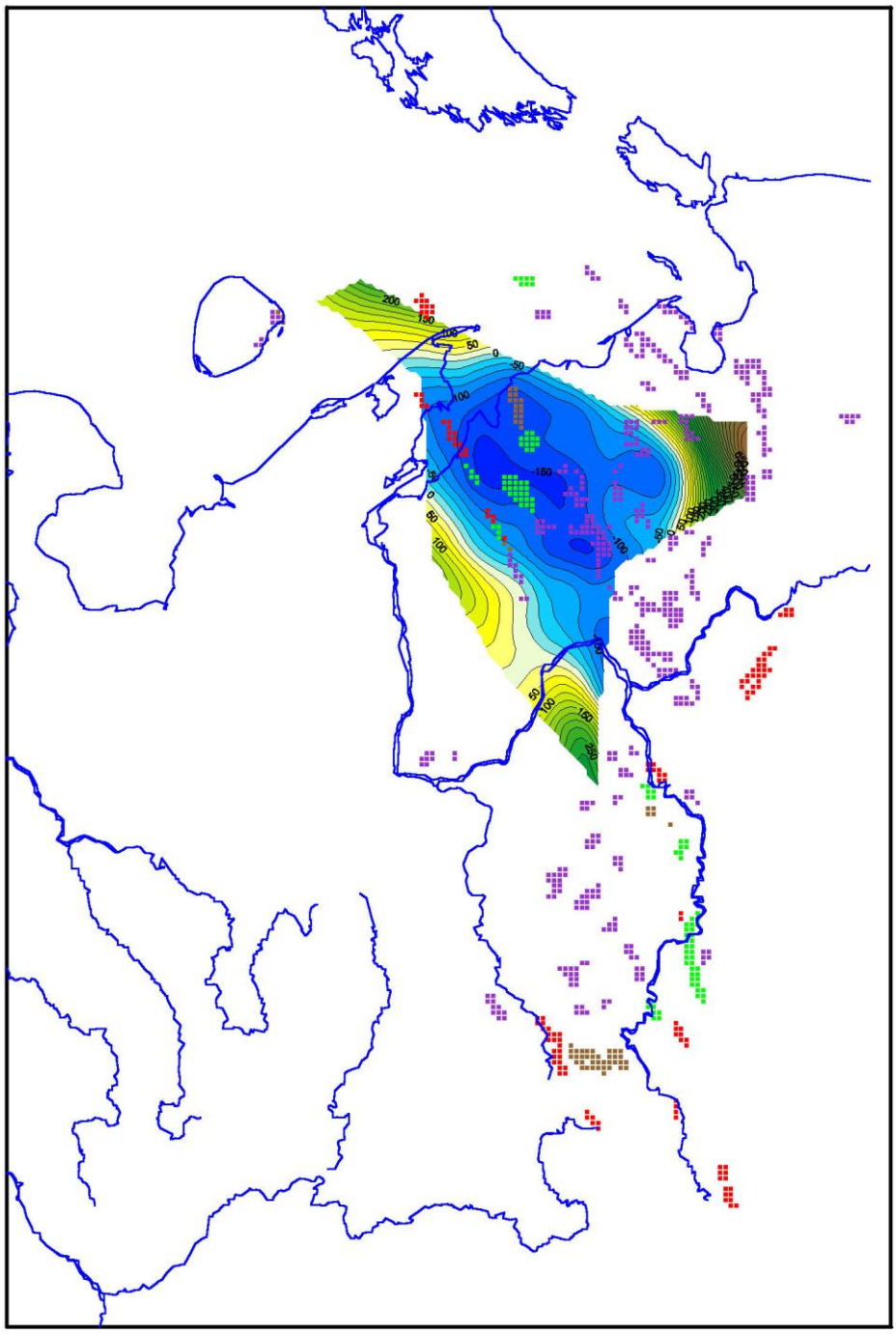


Условные обозначения:

0.02 - градиенты изогипс структур 3-го ранга (в м/км)

участки на которых известны месторождения
- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 22. - Карта градиентов структур 3-го ранга поверхности фундамента Печорской плиты и ее обрамления.



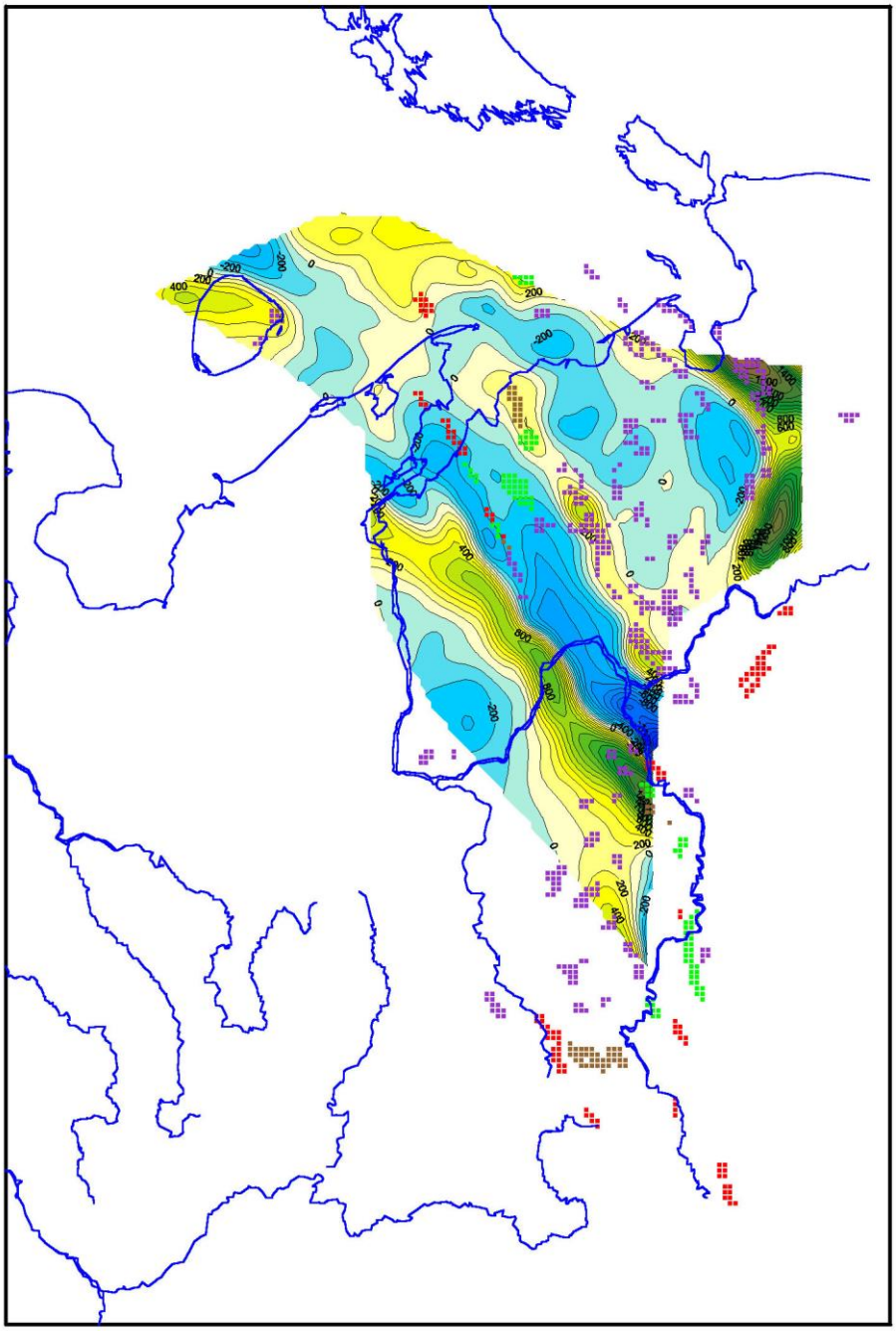
Условные обозначения:

0.02 - амплитуды структур 1-го ранга поверхности нижней перми (в метрах)

участки на которых известны месторождения

- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 23. - Карта амплитуд структур 1-го ранга по кровле поверхности нижнепермских отложений Печорской плиты и ее обрамления.



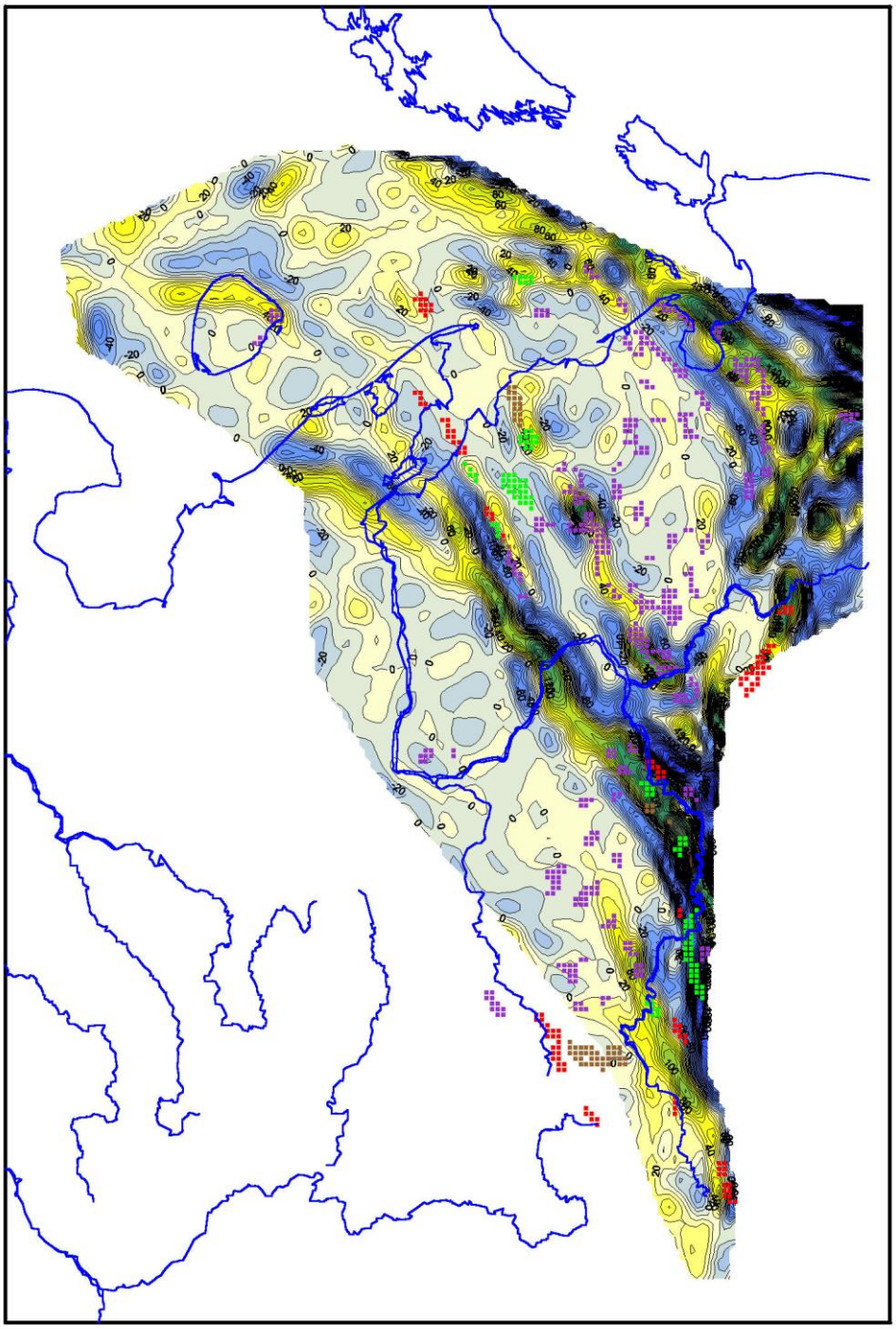
Условные обозначения:

0.02 - амплитуды структур 2-го ранга поверхности нижней перми (в метрах)

участки на которых известны месторождения

- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 24. - Карта амплитуд структур 2-го ранга по кровле поверхности нижнепермских отложений Печорской плиты и ее обрамления.



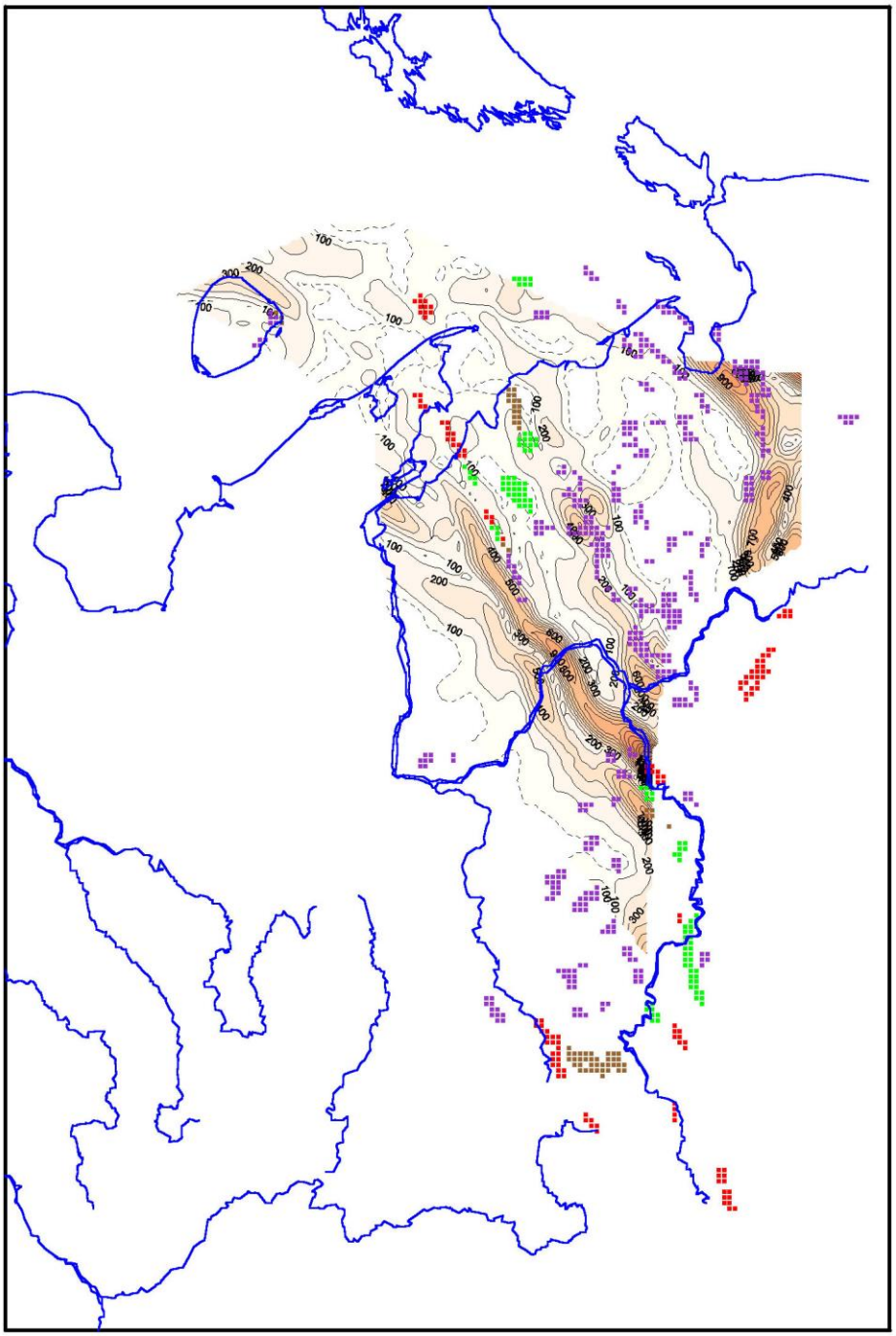
Условные обозначения:

0.02 - амплитуды структур 3-го ранга поверхности нижней перми (в метрах)

участки на которых известны месторождения

- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 25. - Карта амплитуд структур 3-го ранга по кровле поверхности нижнепермских отложений Печорской плиты и ее обрамления.



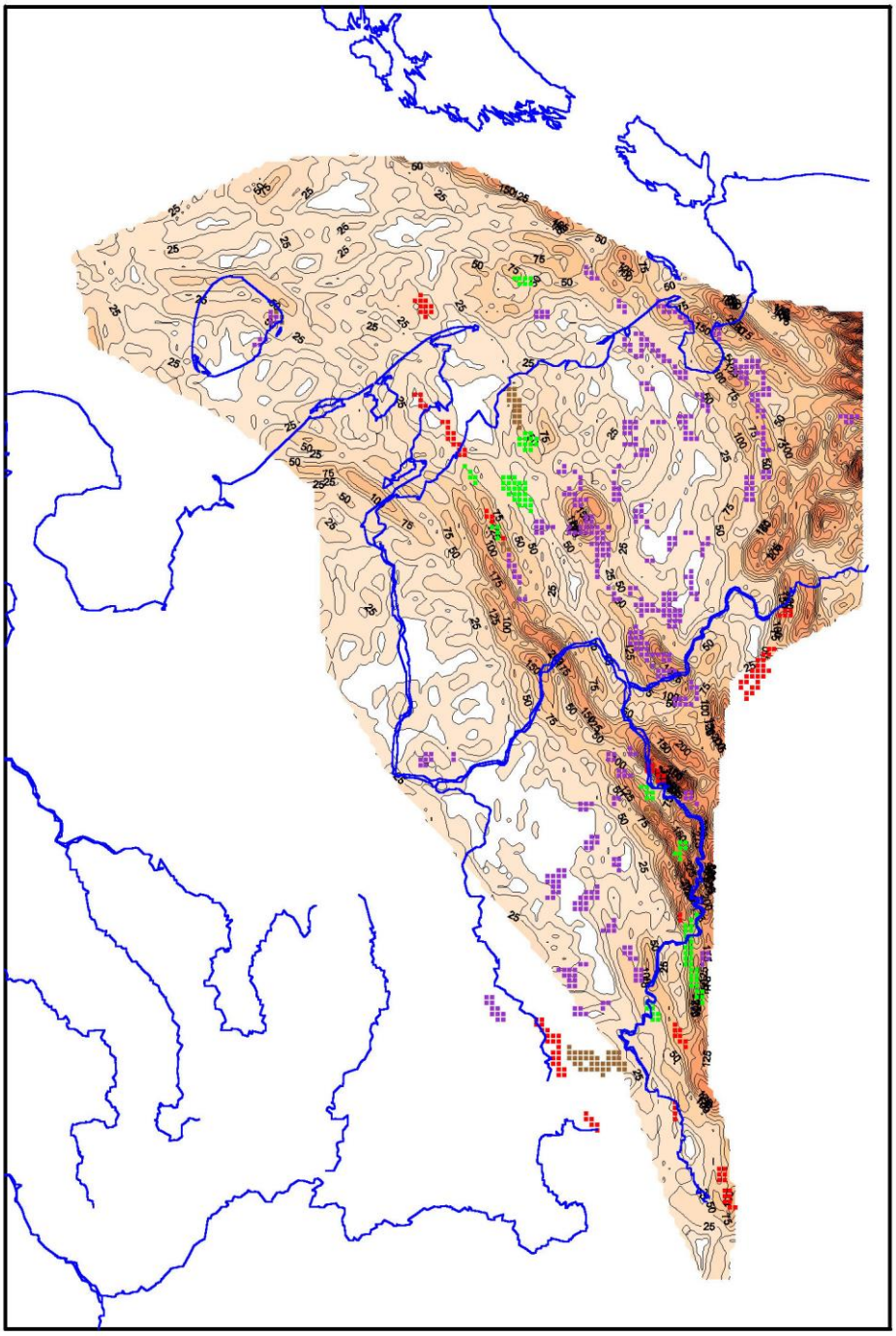
Условные обозначения:

0.02 - градиенты амплитуд структур 2-го ранга поверхности нижней перми (в м/км)

участки на которых известны месторождения

- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 26. - Карта градиентов амплитуд структур 2-го ранга по кровле поверхности нижнепермских отложений Печорской плиты и ее обрамления.



Условные обозначения:

0.02 - градиенты амплитуд структур 3-го ранга поверхности нижней перми (в м/км)

участки на которых известны месторождения

- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 27. - Карта градиентов амплитуд структур 3-го ранга по кровле поверхности нижнепермских отложений Печорской плиты и ее обрамления.

структуры. На юго-западе рассматриваемой территории прослеживается еще одна крупная положительная структура, вытянутая в северо-западном направлении. Структуры второго ранга, ограничивающие Тимано-Печорскую плиту на севере, менее протяженные и имеют субширотную ориентировку. Очень контрастно проявляются положительные структуры на восточном окончании плиты, имеющие север-северо-восточную (параллельно Уралу) и северо-западную (параллельно Пай-Хойскому складчатому сооружению) ориентировку. (Рис.24)

И, наконец, 3-й, ещё более локальный ранг деформаций кровли нижнепермских отложений, обусловил появление структур субмеридионального и субширотного простирания, наряду с узкими протяженными структурами северо-западной ориентировки. (Рис.25).

Карты градиентов амплитуд структур 2-го и 3-го ранга, построенные по кровле поверхности нижнепермских отложений (Рис.26,27) отражают меру деформированности изучаемой территории движениями соответствующего ранга.

Разделение суммарной поверхности неотектонических деформаций на ранговые составляющие было выполнено для всей территории Европейского Севера России. Анализ карт составляющих неотектонических движений показал, что переход деформаций от ранга к рангу происходит у разных структур более или менее индивидуально, хотя и подчиняется общей тенденции. Так, смена первого ранга деформаций на второй происходит на уровне структур, имеющих площадь около 40 тыс. км^2 (Рис.28). Если деформации первого ранга, распространяющиеся на всю площадь, имеют более или менее изометричную форму, то деформации второго ранга в основной своей массе имеют северо-западное простирание (Рис.29). Рассмотрим распределение ранговых составляющих неотектонических движений на примере Мезенской синеклизы. Деформации первого ранга образуют так называемый Вашкинский свод, северо-западное крыло которого погружается в сторону Белого моря. На уровне деформаций второго ранга, имеющих размеры от 0.7 до 40 тыс. км^2 , как

единый свод проявляется Кулойское поднятие; Кулойско-Мезенский прогиб; Чешская впадина; серия крупных, вытянутых в северо-западном направлении структур - Онежско-Двинское поднятие, Северо-Двинский прогиб, Двинско-Пинежское поднятие, Пинежский прогиб, Пинежско-Вашкинское поднятие.

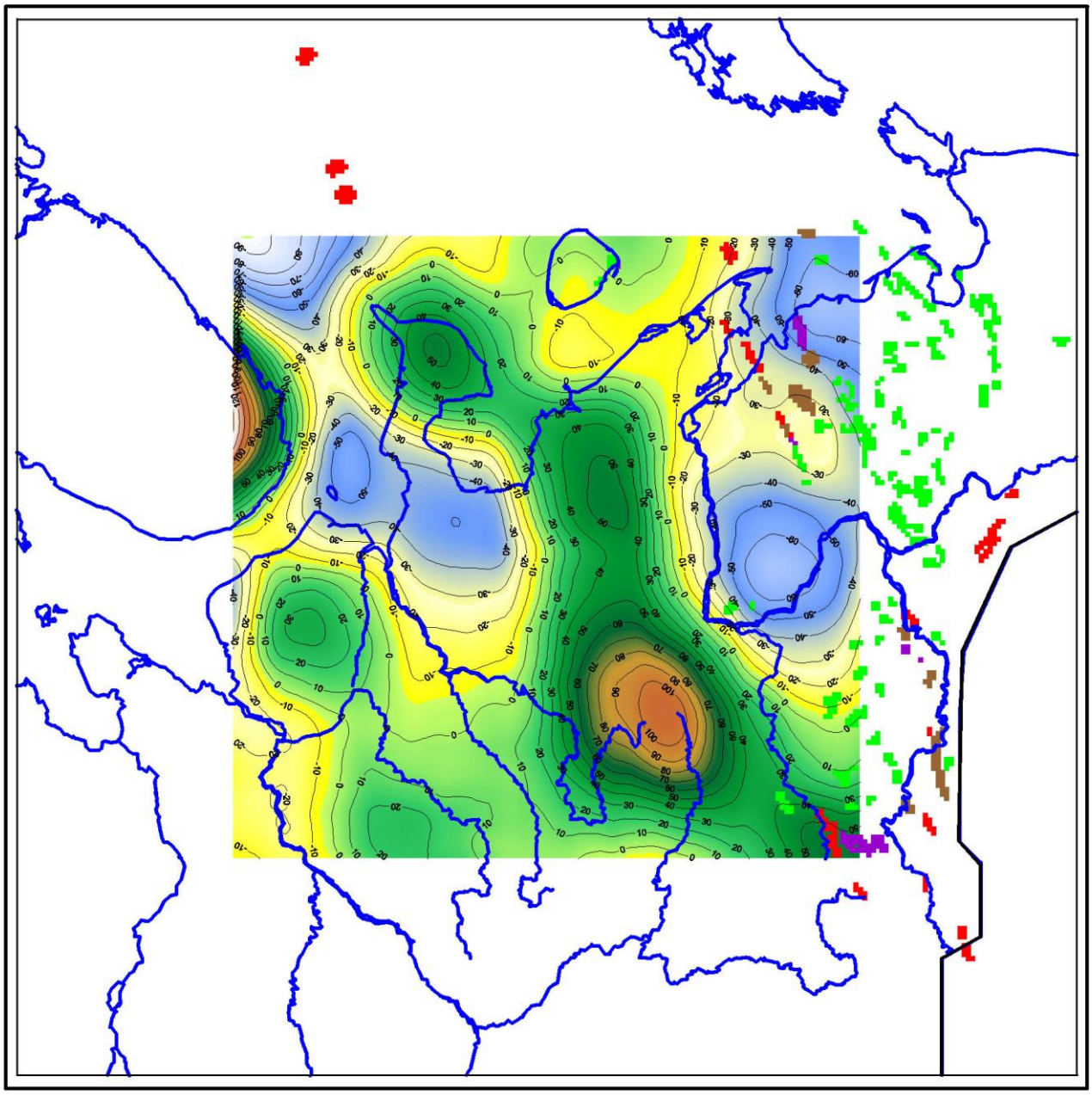
Как крупная единая положительная структура, вытянутая в меридиональном направлении, выделяется Северо-Тиманский мегавал. Обособляется Важский свод и Вычегодский прогиб (Рис.29). Однако не все из перечисленных выше структур можно с полной уверенностью отнести к деформациям второго ранга. Так, Чешская впадина, Северо-Двинский прогиб, участок центриклинального замыкания в районе нижнего течения р.Пинеги и район низовьев р.Мезень могут быть отнесены к деформациям первого ранга. В этом случае следует предполагать отсутствие на данных территориях тектонических процессов, приводящих к образованию деформаций второго ранга.

Области распространения деформаций третьего ранга развиты на исследуемой территории еще более локально. Эти деформации имеют ярко выраженную субмеридиональную и субширотную ориентировку. Переход к тектодинамической системе третьего ранга осуществляется на уровне деформаций площадью 0.7 тыс. км^2, но может довольно значительно варьировать около этой цифры. Эти деформации проявились западнее Беломорско-Кулойского уступа, в центральных частях междуречья Северной Двины и Пинеги, в центральной части Вашкинского свода, в районе среднего течения реки Устьи, вдоль северного края Вычегодского прогиба и в ряде других участков (Рис.30).

Рассмотренная иерархия пликативных деформаций тесно связана с разломной тектоникой, поскольку зоны повышенных значений градиента скорости вертикальных тектоническихю движений являются, по сути, участками повышенных значений касательных напряжений, т.е. потенциальными или реальными разломами с субвертикальным вектором перемещения. Участки повышенных значений градиентов (Рис. 31-33) были

интерполированы в линии разломов. Выявленная таким образом разломная сеть распространена на исследуемой территории достаточно нерегулярно, что хорошо видно на схеме плотности распределения. Характер местоположения разломов по простираниям показывает наличие двух основных систем - субмеридиональной и субширотной. Разрывы северо-западного и северо-восточного простирания выражены в меньшей степени, в отличие от простирания линеаментов отдешифрированных по космо-фотоматериалам. Возможно это связано с тем, что разломы диагональной системы либо не имеют значительных смещений, либо вектор перемещения по ним субгоризонтален. График распределения данных разломов по длине для разных интервалов простираний показывает, что разломы северо-западной ориентировки практически в два раза длиннее разломов остальных простираний.

Рассмотрение простираний разломов различных участков территории Мезенской синеклизы позволяет говорить об их сходстве, за исключением Кулойского блока (коэффициент корреляции простираний разломов Кулойского блока с остальной изучаемой территорией ниже 0,5).



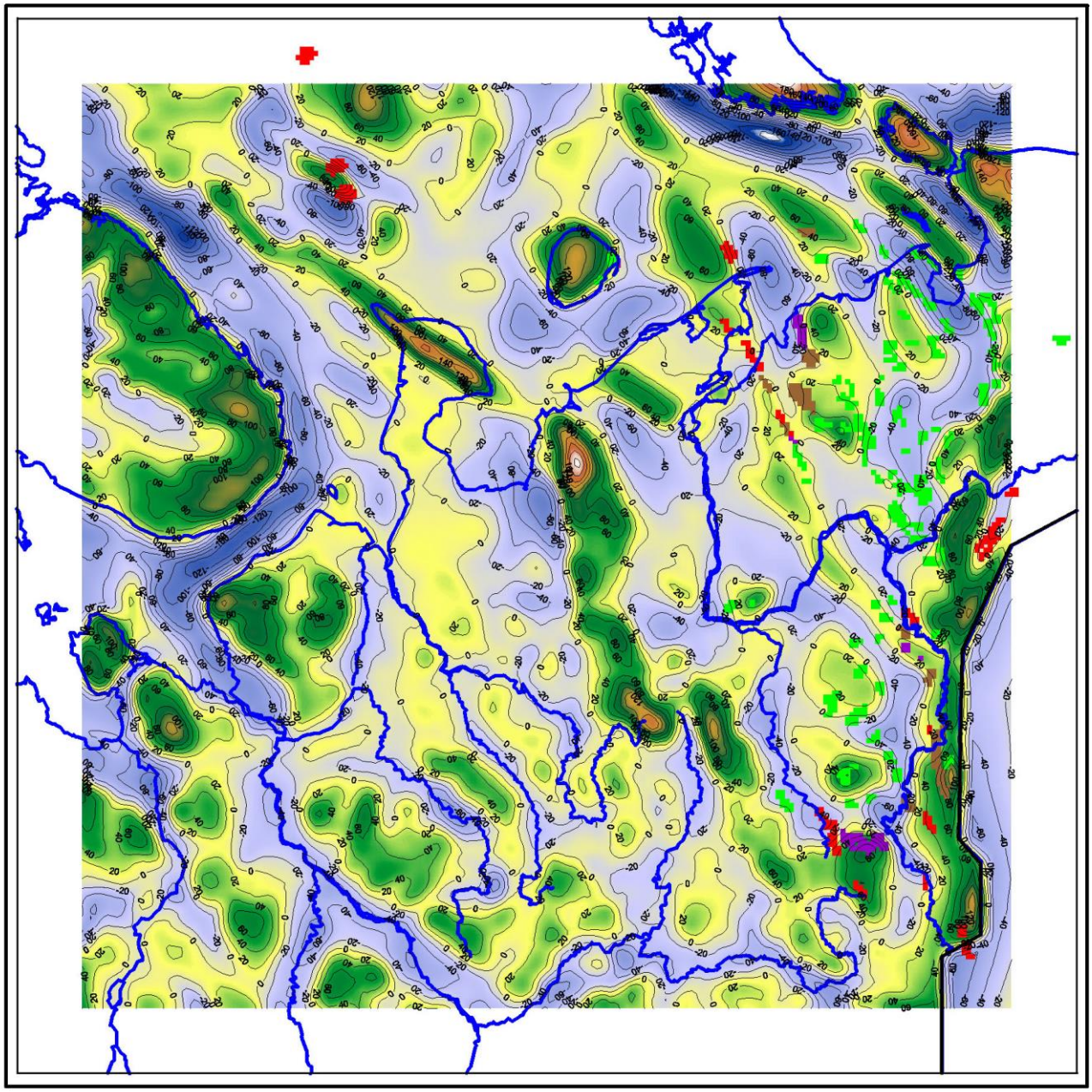
Условные обозначения:

0.02 - амплитуды неотектонических движений 1-го ранга

участки на которых известны месторождения

- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 28. - Карта амплитуд неотектонических движений 1-го ранга северной части Русской плиты (с обрамлением).



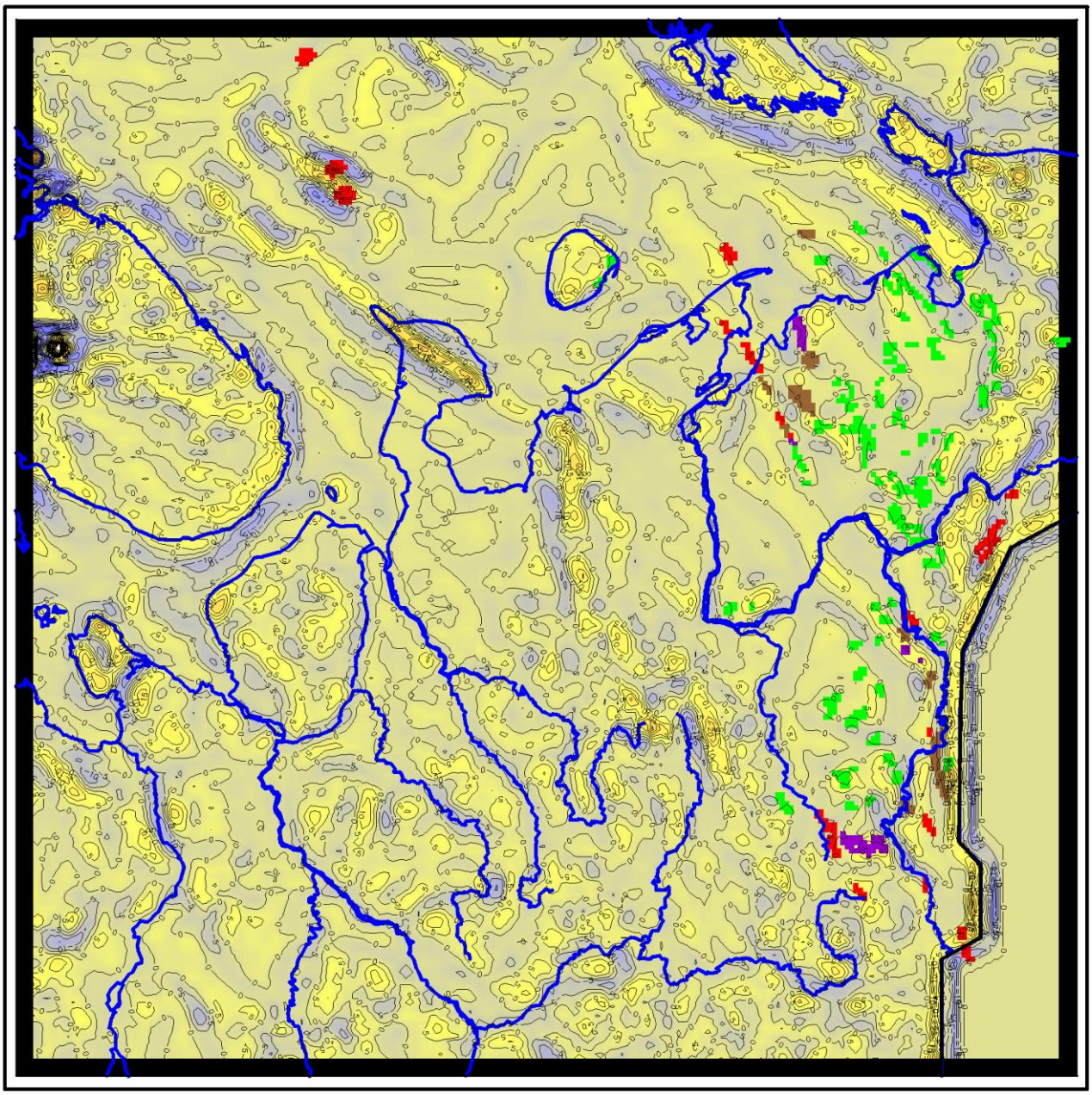
Условные обозначения:

0.02 - амплитуды неотектонических движений 2-го ранга

участки на которых известны месторождения

- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 29. - Карта амплитуд неотектонических движений 2-го ранга северной части Русской плиты (с обрамлением).



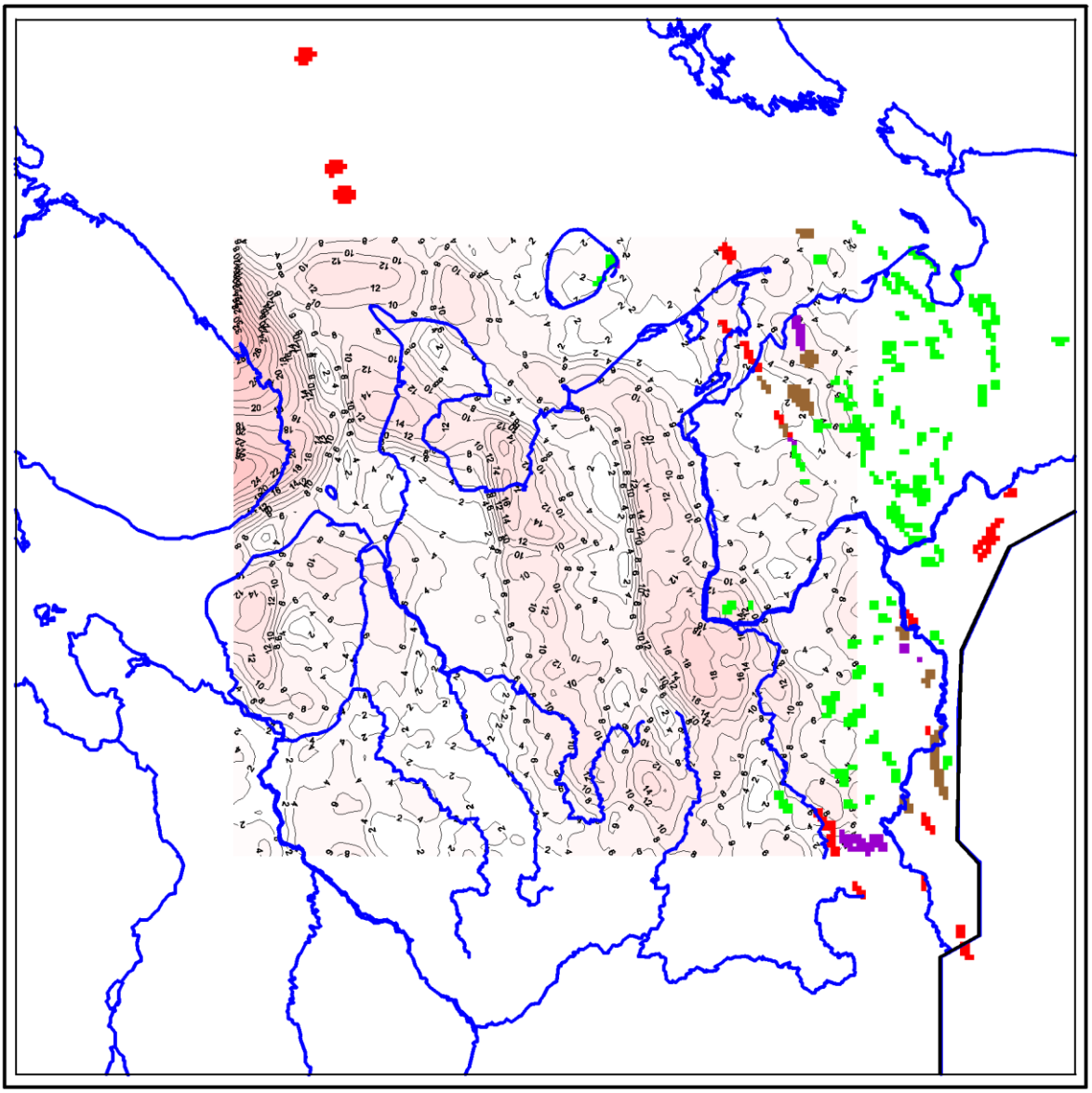
Условные обозначения:

0.02 - амплитуды неотектонических движений 3-го ранга

участки на которых известны месторождения

- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 30. - Карта амплитуд неотектонических движений 3-го ранга северной части Русской плиты (с обрамлением).

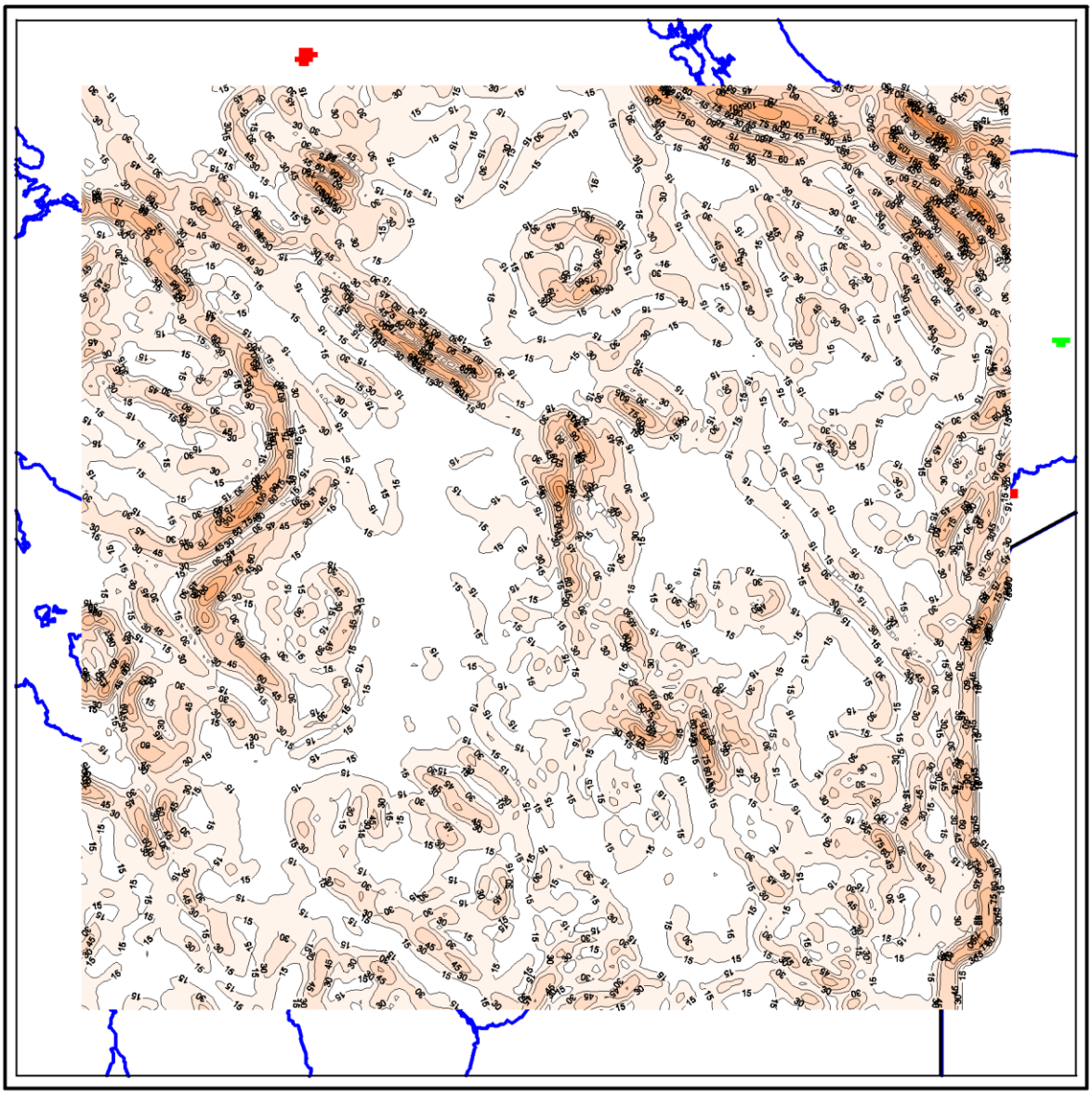


Условные обозначения:

0.02 - градиенты амплитуд неотектонических движений 1-го ранга

участки на которых известны месторождения
- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 31. - Карта градиентов амплитуд неотектонических движений 1-го ранга северной части Русской плиты (с обрамлением).



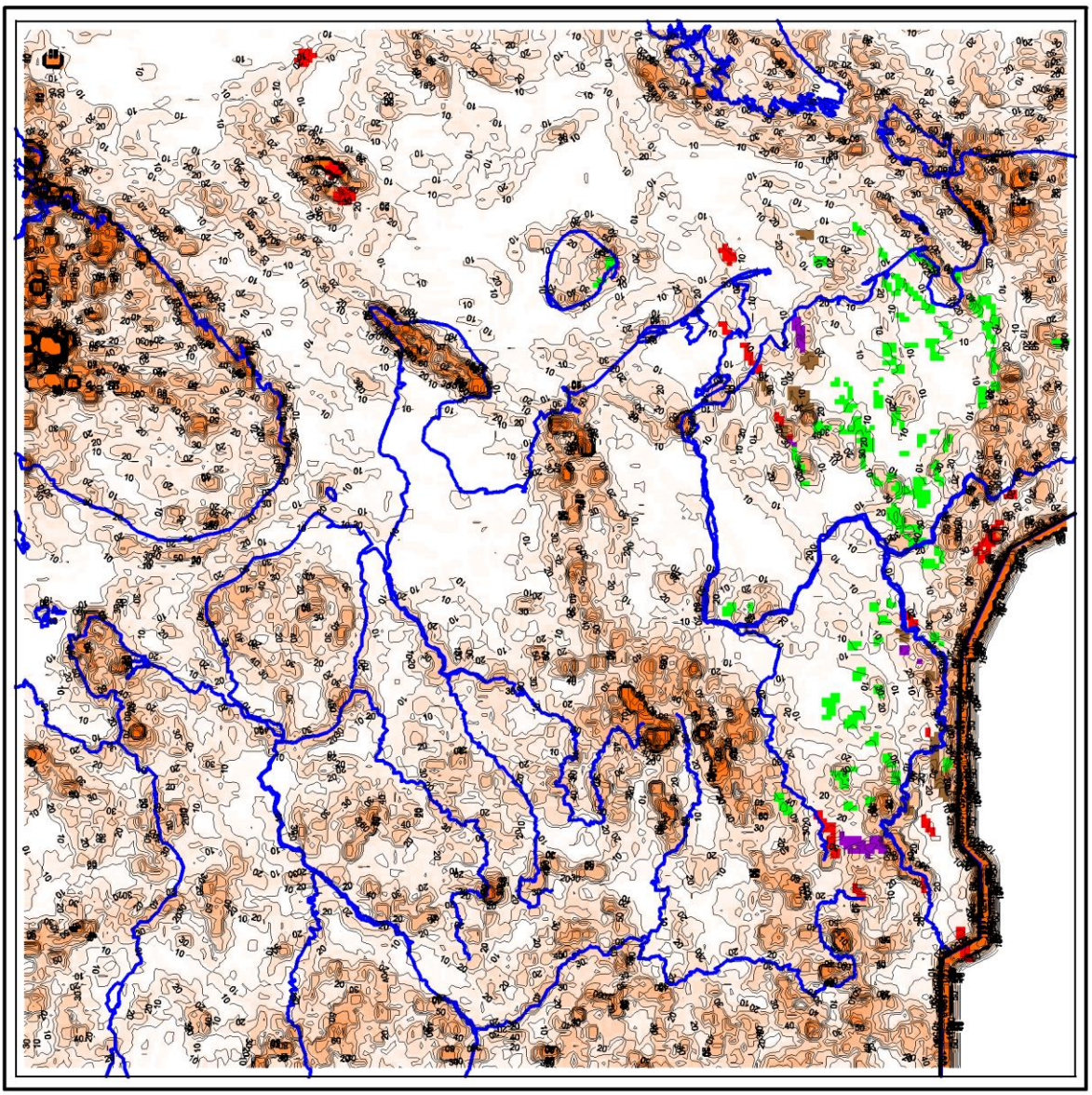
Условные обозначения:

0.02 - градиенты амплитуд неотектонических движений 2-го ранга

участки на которых известны месторождения

- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 32. - Карта градиентов амплитуд неотектонических движений 2-го ранга северной части Русской плиты (с обрамлением).



Условные обозначения:

0.02 - градиенты амплитуд неотектонических движений 3-го ранга

участки на которых известны месторождения

- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 33. - Карта градиентов амплитуд неотектонических движений 3-го ранга северной части Русской плиты (с обрамлением).

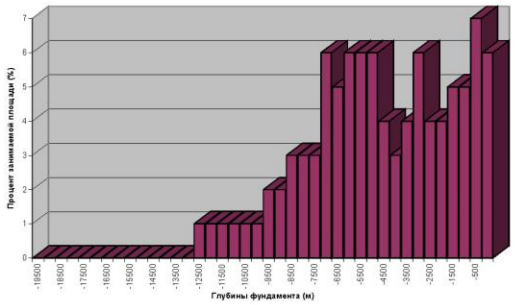
4. Выявление комплекса наиболее благоприятных тектодинамических критериев для обнаружения газовых и нефтяных месторождений.

Ранговые карты структур поверхности фундамента, поверхности нижнепермских отложений и новейших структур, в совокупности с исходными поверхностями послужили отправным материалом для выявления статистической связи между данными параметрами и газонефтеносностью рассматриваемой территории.

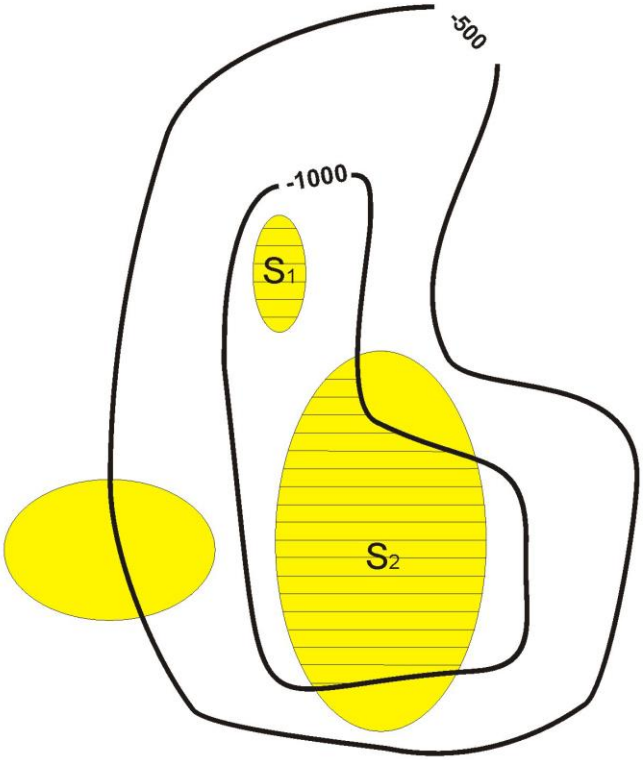
Изучение этого влияния проводилось путем оценки вероятности встречи месторождений разного типа в зависимости от выше перечисленных параметров (Рис. 34). Значения вероятности рассчитывались как отношение площади месторождений, находящихся внутри выбранного интервала амплитуд **(S_{am})**, к общей площади, занятой этим интервалом **(S_n)** в пределах территории Тимано-Печорского бассейна**:**

$$\mathbf{P = S_{am}/S_n} \qquad (2)$$

Важным является то, что данный параметр не зависит от характера распределения значений амплитуд по площади и, следовательно, является более объективным. Величина **(P)**, в общем случае, показывает нам вероятность встречи выбранного типа месторождений внутри площади, занятой анализируемым интервалом амплитуд. Она может принимать значения от 0, если в пределах площади, занятой данным интервалом амплитуд нет ни одного месторождения, до 1, если площадь рассматриваемого интервала целиком занято месторождением. Представляется важным и то обстоятельство, что в случае, если рассматриваемый показатель не связаны с распределением газонефтеносности, т.е. является величиной случайной, то значения **(P)** будут стремиться к константе. График зависимости в этом случае будет иметь вид горизонтальной прямой. Присутствие максимумов и минимумов позволяет предположить (при достаточной репрезентативности выборки) наличие



Распределение глубин поверхности фундамента для территории Тимано-Печорской провинции



Значения вероятности рассчитываются как отношения площади месторождений, находящихся внутри выбранного интервала амплитуд структур поверхности фундамента или ее ранговых составляющих (Sмест.), к общей площади, занятой этим интервалом (Sинт.):

$$P = \frac{\sum S_{\text{месторожд.}}}{S_{\text{интервал.}}} \quad \text{(От 0 до 1)}$$

Если событие случайное

Если событие не случайное

Рисунок 34. – Методика расчета значений вероятности встречи месторождений. определенной связи между рассматриваемыми параметрами, а также судить о статистическом виде этой связи.

Для выявления характера зависимости между структурой поверхности фундамента и поверхности нижнепермских отложений и размещением месторождений углеводородов разного типа, авторами были использованы данные о местоположении более 200 известных месторождений Тимано-Печорского бассейна. Значения вероятности встречи рассчитывались раздельно для нефтяных и газовых - газоконденсатных месторождений. Результаты проведенных расчетов приведены на рисунках 35 и 36. Проведем сопоставление выявленных закономерностей для поверхности фундамента и кровлей нижнепермских отложений.

Относительно повышенная степень вероятности встречи как нефтяных, так и газовых - газоконденсатных месторождений располагается на участках, где глубины поверхности фундамента находятся в интервале значений от -2000м до -10000м (рис.34а). Причем для нефтяных месторождений график имеет довольно сложную форму с тремя вершинами, имеющими значения вероятности 0,04 и выше, которые соответствуют глубинам фундамента -2500м, -4000м и -6000м. Газовые и газоконденсатные месторождения располагаются в более узком интервале глубин фундамента от -4500м до -9000м, с максимальной вероятностью встречи на площадях, где фундамент располагается на глубине -8500м.

Сопоставление газонефтеносности с кровлей нижнепермских отложений дает аналогичное соотношение. Наибольшая вероятность встречи нефтяных месторождений находится в интервале глубин рассматриваемой поверхности от -1000м до -3000м. Газовые и газоконденсатные месторождения встречаются в 2-х интервалах глубин - от - 2000м до - 2750м и от -3250м до - 4500м. (Рис.35а).

Таким образом, выявляются особенности в характере распределения нефтяных и газовых месторождений, которые еще более заметны, если рассмотреть ранговые составляющие структуры.

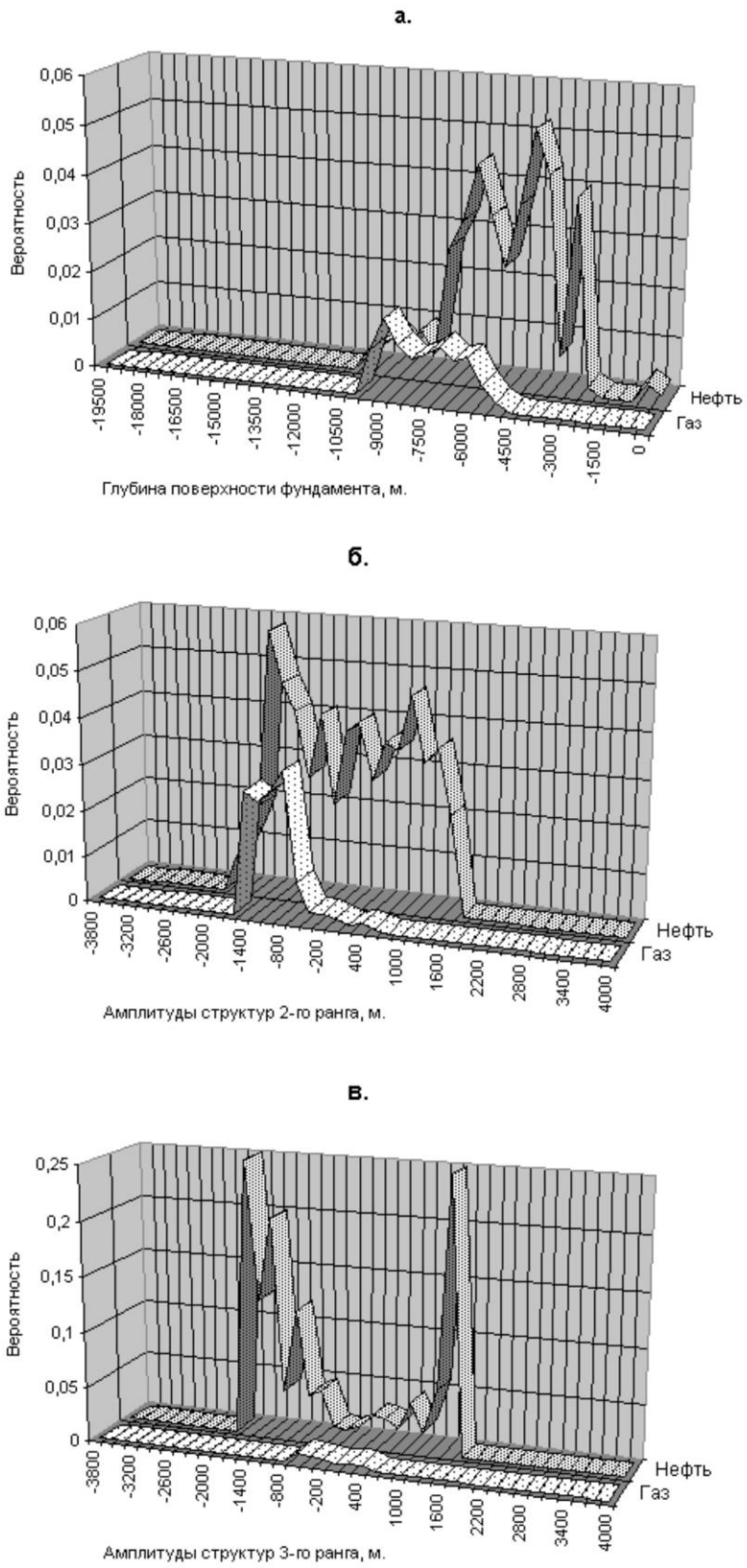
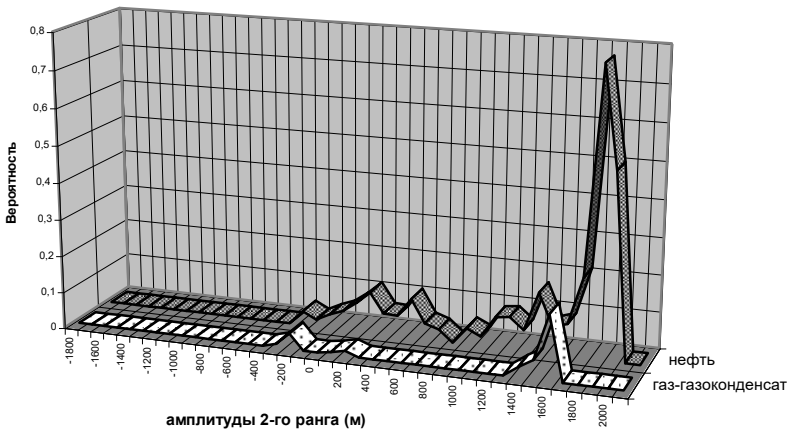
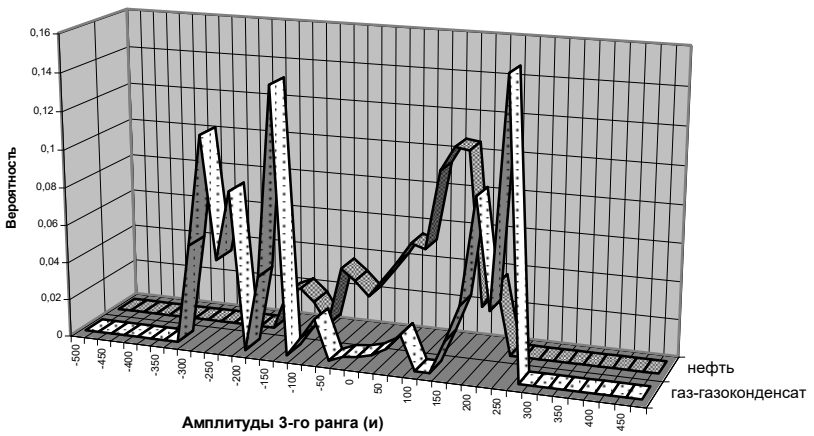


Рисунок 35. - Вероятность встречи нефтяных и газовых месторождений в зависимости от значений амплитуд структуры фундамента Тимано-Печорского бассейна.

а.



б.



в.

Рисунок 36. - Вероятность встречи нефтяных и газовых месторождений в зависимости от значений амплитуд поверхности кровли нижнепермских отложений Тимано-Печорского бассейна.

Так на рисунке 34б показана вероятность встречи нефтяных и газовых месторождений в зависимости от величины амплитуды структур 2-го ранга поверхности фундамента, т.е. структур имеющих площадь от 0.6 до 4.5 тыс.км^2. По отношению к структурам данной размерности нефтяные месторождения располагаются в интервале амплитуд от -1800м до +1600м, причем можно отметить несколько большую приуроченность их нахождения к наиболее приподнятым и, напротив, к наиболее прогнутым частям структуры данной размерности. Газовые и газоконденсатные месторождения четко приурочены к отрицательным структурам 2-го ранга. Следственно, и здесь мы наблюдаем характерные различия в размещении углеводородов разного типа.

Структуры второго ранга, выявленные по поверхности кровли нижнепермских отложений, дают близкие распределения вероятности встречи нефтяных и газовых месторождений. Нефтяные и газовые месторождения чаще встречаются в положительных структурах с максимальной амплитудой, но существует невысокая вероятность встречи и в малоамплитудных отрицательных структурах (Рис.36б).

Еще более заметны подмеченные различия в распределении вероятностей встречи для нефтяных и газовых месторождений, если обратится к зависимости вероятности встречи месторождений разного типа от величины амплитуды поверхности фундамента 3-го (наиболее локального) ранга (Рис.35в). Вероятность встречи нефтяных месторождений наиболее высока в экстремумах данной структурной поверхности - 1600м и +1600м, в то время как газовые и газоконденсатные месторождения имеют слабовыраженную тенденцию к размещению в области нулевых отметок амплитуд структур 3-го ранга.

Для структур 3-го ранга нижнепермской поверхности отмечается максимальная вероятность встречи для положительных структур с амплитудой 125-150м. Газовые и газоконденсатные месторождения приурочены, главным образом, к участкам максимального поднятия и максимального прогибания данной поверхности.

Подводя итог данной главе, можно сделать следующие выводы:

Во-первых, отчетливо прослеживаются различия в характере распределения месторождений разного типа в зависимости от структуры поверхности фундамента и поверхности кровли нижнепермских отложений. Нефтяные месторождения располагаются в более широком диапазоне глубин поверхности фундамента и, кроме того, тяготеют к наиболее приподнятым и опущенным участкам структурных поверхностей 2-го и 3-го ранга. Относительно нижнепермской поверхности нефтяные месторождения размещаются там, где амплитуды прогибания сравнительно небольшие, а осложняющие структуры 2-го и 3-го ранга положительны. Газовые же месторождения с большей вероятностью можно встретить там, где поверхность фундамента наиболее погружена, а локальные структуры имеют сравнительно малую амплитуду. Кроме того, нижнепермская поверхность должна быть наиболее прогнута и осложнена максимально контрастными положительными и отрицательными структурами 2-го и, особенно, 3-го ранга.

Во-вторых, ранговый подход к рассмотрению структурных поверхностей позволяет выявить скрытые закономерности в характере их влияния на размещение углеводородов.

Выявленные закономерности позволяют провести вероятностное прогнозирование обнаружения месторождений разного типа с использованием в качестве поискового критерия структурных особенностей рассмотренных поверхностей.

Для изучение влияния неотектонических параметров на характер распределения газонефтеносности было проведено сопоставление известных месторождений нефти и газа Тимано-Печорской провинции с суммарными и ранговыми амплитудами неотектонических движений и их градиентами для:

а) газовых и газоконденсатных месторождений;

б) нефтяных месторождений;

в) нефте-газовых месторождений;

г) нефте-газо-конденсатных месторождений;

Причем отдельно рассматривались месторождения, расположенные в следующих нефтегазоносных комплексов:

Карбонатных - $O\text{-}D_1$, $D_3f_2\text{-}C_1t$, $C_1v\text{-}P_1$;

Терригенных - $D_2\text{-}D_3f_1$, $P_2\text{-}T$.

В результате проведенного сопоставления было получено более 100 зависимостей. Рассмотрим те из них, которые могут представлять принципиальный интерес.

Газовые и газоконденсатные месторождения.

График характера распределения амплитуд неотектонических движений над газовыми и газоконденсатными месторождениями разных нефтегазоносных комплексов указывает на их закономерное изменение. Отчетливо прослеживается тенденция смещения максимальной доли площадей месторождений в сторону отрицательных значений амплитуд с уменьшением возраста рассматриваемых комплексов. Так, над большей частью газовых месторождений, размещенных в газоносном комплексе $D_2\text{-}D_3f_1$, величина амплитуд неотектонических движений находится в интервале значений от 100 до120м (Рис.37а), при значениях градиента амплитуд 5до10м/10км (Рис.37б). Над большинством газовые и газоконденсатные месторождения $C_1v\text{-}P_1$ комплекса располагаются амплитуды от -10 до +100м (Рис.37а), в то время как значения градиентов колеблются от 3 до 7м/10км (Рис.37б). В то время как над месторождениями $P_2\text{-}T$ комплекса наиболее часто встречающиеся значения амплитуд от -140 до -60м (Рис.37а), при значениях градиентов от 3 до 10 м/10км(Рис.37б).

Нефтяные месторождения.

Если для газовых и газоконденсатных месторождений, как мы видели выше, вполне закономерно меняются зависимости характера распределения амплитуд неотектонических движений и в меньшей степени их градиентов от положения газоносного комплекса в разрезе, то для чисто нефтяных месторождений вид зависимости значительно более сложный. Для карбонатного комплекса $O\text{-}D_1$ большинство месторождений располагаются на

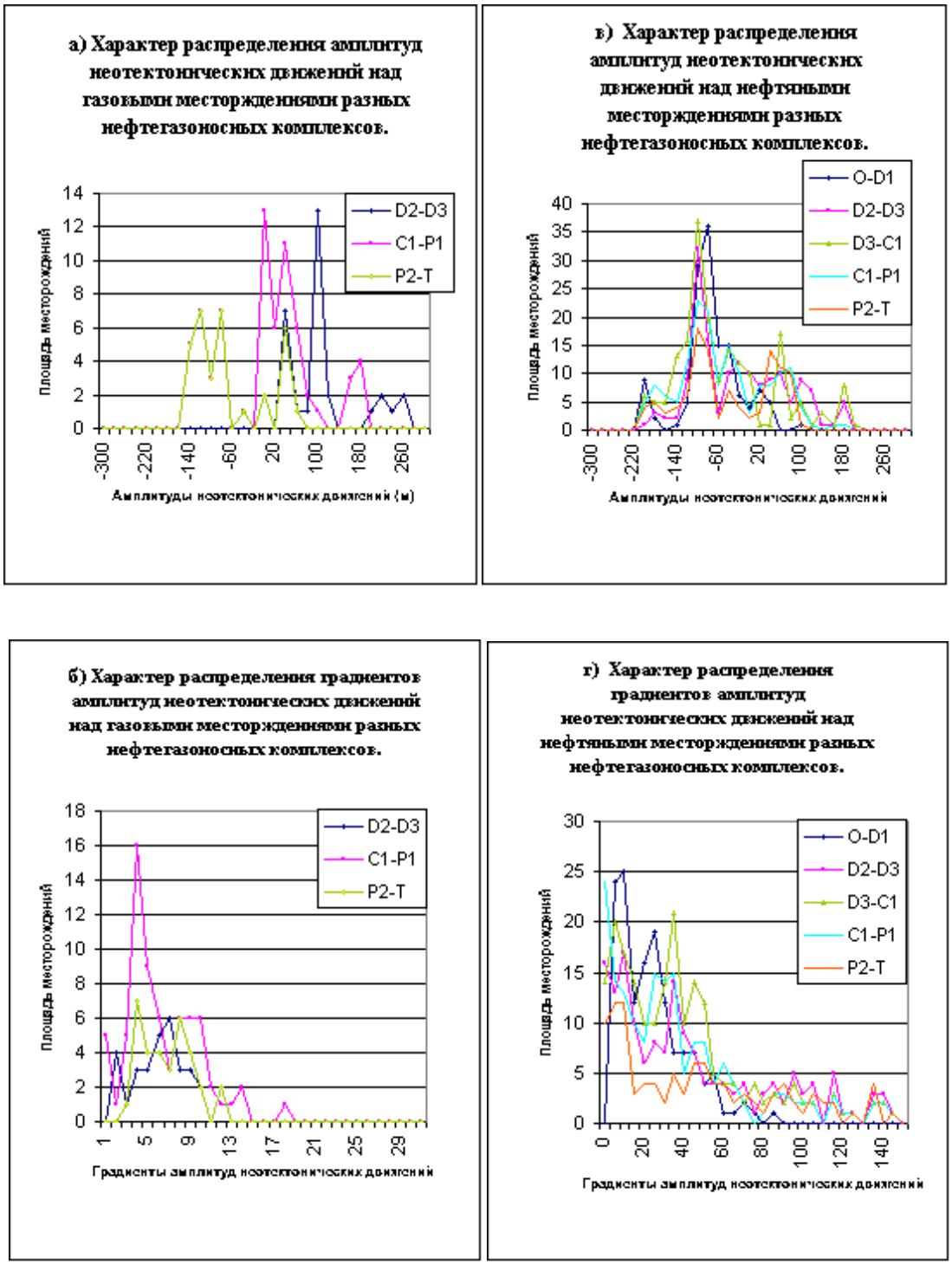


Рисунок 37. - Характер распределения амплитуд неотектонических движений и их градиентов над газовыми и нефтяными месторождениями.

участках, где амплитуды неотектонических движений имеют значения от -120 до -20 м, при значениях градиентов амплитуд 5-35 м/10км (Рис.37в,г). Для терригенного комплекса D_2-D_3f_1 значения амплитуд незначительно смещаются в сторону отрицательных значений от -140 до -60м, а интервал значений градиентов становится более широким - от 0 до 45 м/10км (Рис.37в,г). Карбонатный комплекс нефтяных месторождений D_3f_2-C_1t показывает еще большее смещение амплитуд - от -160 до -60м, при еще большем увеличении размаха градиентов от 0 - 55 м/10км (Рис.37в,г). Месторождения локализующиеся в карбонатном нефтегазоносном комплексе C_1v-P_1 возраста располагаются главным образом на участках где значения амплитуд неотектонических движений находятся в интервале значений от -120 до -60м, а значения градиентов - от 0 до 40м/10км. И, наконец, для самого молодого терригенного комплекса P_2-T возраста большинство месторождений находится на участках с амплитудами от -120 до -60м и значениях градиентов амплитуд от 0 до 15м/10км (Рис.37в,г).

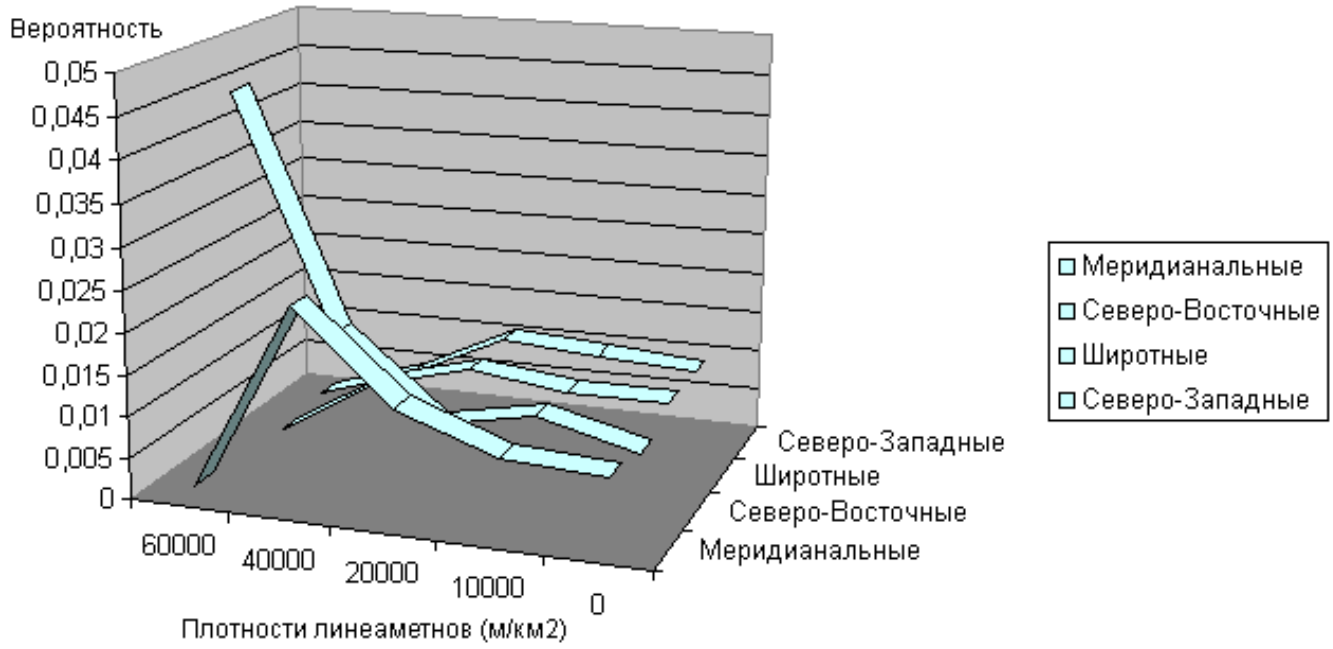
Не приводя дальнейшего описания характера зависимостей распределения неотектонических параметров для месторождений разного типа можно сделать следующие основные выводы:

Во-первых, характер зависимости, как суммарных значений амплитуд неотектонических движений так и их градиентов, для разных типов месторождений заметно отличается, что говорит о индивидуальных особенностях их распределения, а следовательно о разных механизмах влияния данного фактора на нефтегазоносность рассматриваемой территории. Эти различия позволяют проводить поиск месторождений нефти и газа - дифференцированно.

Во-вторых, месторождения одного типа, находящиеся в нефтегазоносных комплексах разного возраста, по неотектоническим параметрам также заметно отличаются друг от друг, что позволяет осуществить прогноз не только месторождений разного типа, но и указать местоположение прогнозируемого месторождения в разрезе.

Детальное рассмотрение связи разломной тектоники с газонефтеносностью Тимано-Печорской провинции было сделано в отчете предыдущего этапа. Отметим лишь, что и для разломов достаточно четко фиксируются различия в вероятности встречи месторождений разных типов в зависимости от плотности линеаментов, имеющих разные ориентировки. (Рисунок 38). На представленных графиках хорошо видно, что для газовых и газоконденсатных месторождений наличие северо-восточных и меридиональных линеаментов является положительным фактором а широтных и северо-западных – отрицательным. Для нефтяных месторождений ситуация обратная повышенные плотности северо-восточных и меридиональных линеаментов оказывает отрицательное влияние, плотности субширотных линеаментов – положительное.

А



Б

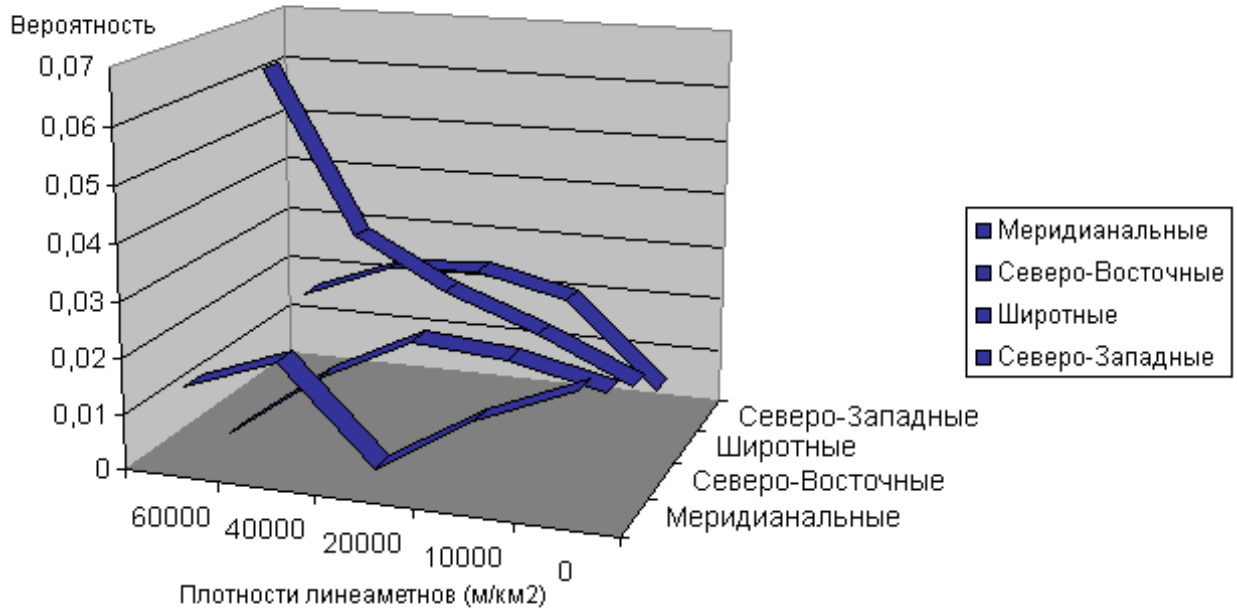


Рисунок 38. Вероятность встречи А- газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, Б – нефтяных месторождений в зависимости от плотности отдешифрированных линементов

5. Прогноз газонефтеносности севера Европейской части России, выполненный на основе системной модели структурообразования.

5.1. Прогноз газонефтеносности по тектодинамические критериям строения поверхности фундамента.

Как было показано выше, авторами данного отчета было проведено сопоставление известных месторождений нефти и газа Тимано-Печорской провинции со структурой поверхности фундамента, ее ранговыми составляющими и их градиентами для:

а) газовых и газоконденсатных месторождений;

б) нефтяных месторождений;

в) нефтегазовых месторождений;

г) нефтегазоконденсатных месторождений;

Причем отдельно рассматривались месторождения, расположенные в следующих нефтегазоносных комплексов:

Карбонатных - O-D_1, D_3f_2-C_1t, C_1v-P_1;

Терригенных - D_2-D_3f_1, P_2-T.

В результате проведенного сопоставления было получено более 100 зависимостей. Для построения прогнозных схем подсчитывалась вероятность встречи газовых и газоконденсатных, нефтегазоконденсатных, нефтегазовых и нефтяных типов месторождений для разных интервалов глубин поверхности фундамента **(am)**, градиентов глубин **(gr)**, структуры поверхности фундамента 2-го **(am2)** и 3-го ранга **(am3)** и их градиентов **(gr2)(gr3)**.

Вероятность **(P)** определялась как отношение площади, занимаемой соответствующим типом месторождения в определенном нефтегазоносном комплексе, попадающей в данный интервал значений тектодинамического параметра **(S_m)** к общей площади, занятой этим интервалом **(S_n)** в пределах территории Тимано-Печорской нефтегазоносного бассейна**:**

$$P = S_m/S_n \qquad (3)$$

В результате было получено шесть схем значений вероятности встречи **(P_{am}; P_{gr}; P_{am2}; P_{gr2}; P_{am3}; P_{gr3})** для каждого типа месторождений в соответствующем нефтегазоносном комплексе. Затем значения вероятности для каждого параметра «складывались» по правилу сложения вероятностей:

$$P_{sum} = (P_{am} * P_{gr} * P_{am2*} P_{gr2*} P_{am3*} P_{gr3}) \qquad (4)$$

В результате чего были получены схемы условной вероятности (**P_{sum}**) встречи месторождений разного типа и разного возраста вмещающих отложений на территорию Тимано-Печорского и южной части Баренцевоморского бассейнов (всего 16 схем).

Таким образом, максимумы значений условных вероятностей показанные на представленных схемах являются по сути участками, где все шесть рассматриваемых тектодинамических параметра наиболее благоприятны для обнаружения месторождения соответствующего типа и возраста, по критериям Тимано-Печорскго нефтегазоносного бассейна. Естественно, данный прогноз необходимо рассматривать в совокупности с другими структурно-геологическими, геохимическими и другим параметрами. Результаты проведенных расчетов представлены на следующих рисунках:

- **Газовые и газоконденсатные месторождения**

  Для среднедевонско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса - Рис.39

  Для верхневизейско-нижнепермского нефтегазоносного комплекса - Рис.40

  Для верхнепермско-триасового нефтегазоносного комплекса - Рис.41

- **Нефтегазоконденсатные месторождения**

  Для среднедевонско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса - Рис.42

  Для верхнефранско-турнейского нефтегазоносного комплекса - Рис.43

  Для верхневизейско-нижнепермского нефтегазоносного комплекса - Рис.44

  Для верхнепермско-триасового нефтегазоносного комплекса - Рис.45

- **Нефтегазовые месторождения**

Для ордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса - Рис.46

Для среднедевонско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса - Рис.47

Для верхневизейско-нижнепермского нефтегазоносного комплекса - Рис.48

Для верхнепермско-триасового нефтегазоносного комплекса - Рис.49

- **Нефтяные месторождения**

Для ордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса - Рис.50

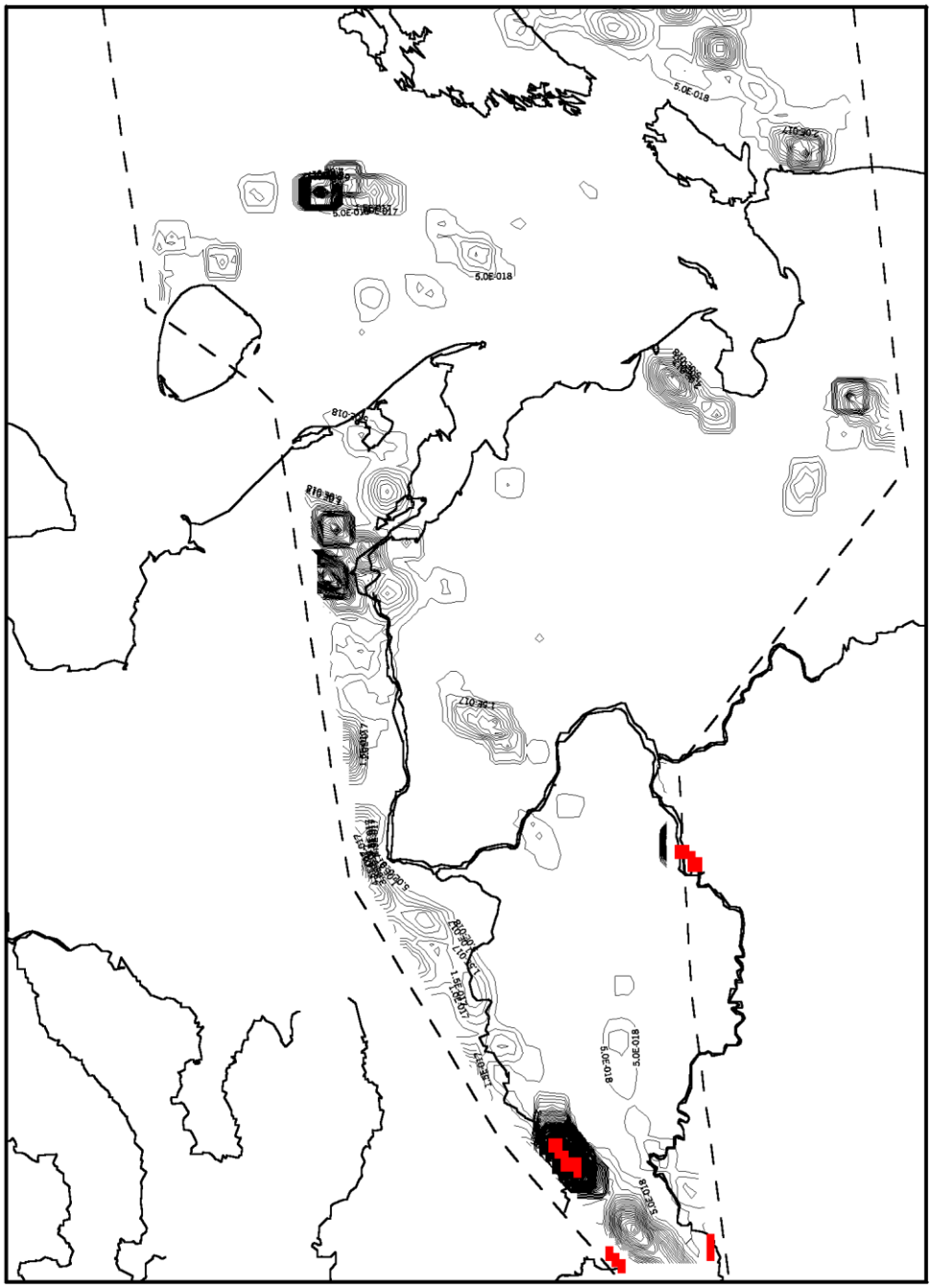
Для среднедевонско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса - Рис.51

Для верхнефранско-турнейского нефтегазоносного комплекса - Рис.52

Для верхневизейско-нижнепермского нефтегазоносного комплекса - Рис.53

Для верхнепермско-триасового нефтегазоносного комплекса - Рис.54

Отметим, что оконтуренные с помощью тектодинамических критериев фундамента площади перспективные для поиска газовых и нефтяных месторождений, можно значительно уточнить, если привлечь данные по тектодинамическим критериям, выявленным по другим исходным параметрам.

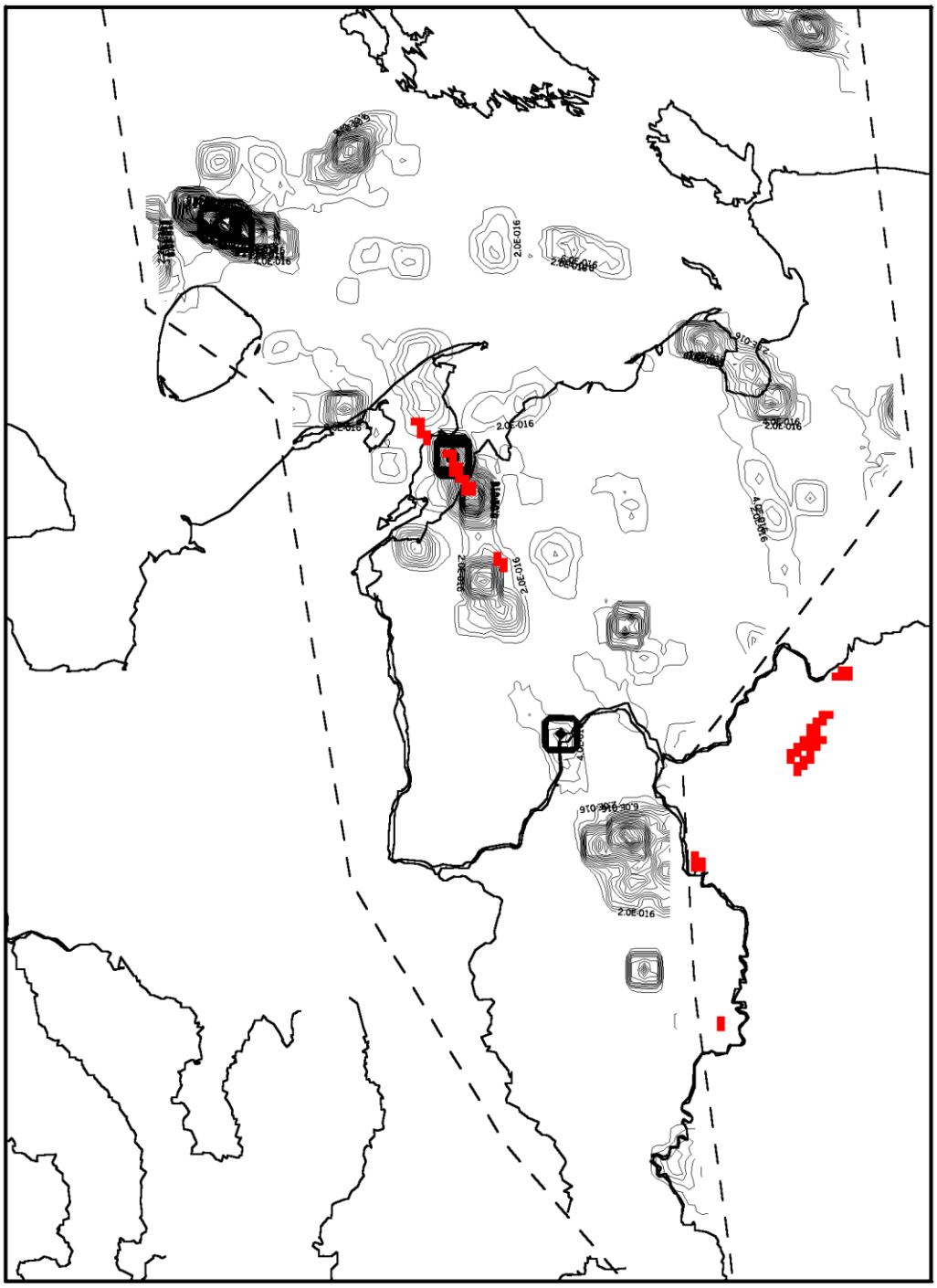


Условные обозначения:

0.02 - вероятность встречи газовых месторождений в D2-D3 комплексе

- участки на которых известны газовые месторождения

Рисунок 39. - Схема условной вероятности встречи газовых месторождений в D2-D3 - комплексе по тектодинамическим параметрам.

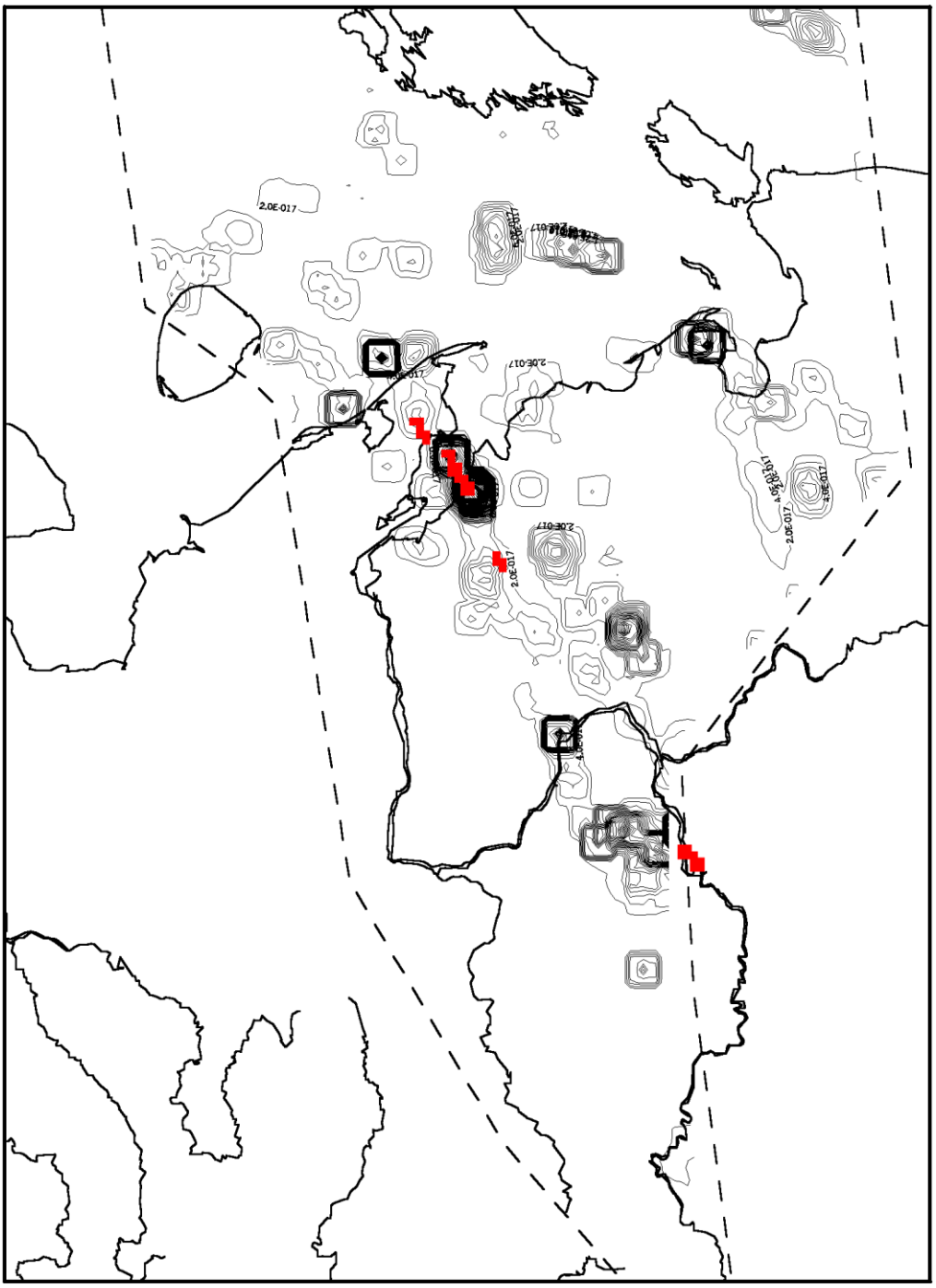


Условные обозначения:

0.02 - вероятность встречи газовых месторождений в C1-P1 комплексе

- участки на которых известны газовые месторождения

Рисунок 40. - Схема условной вероятности встречи газовых месторождений в C1-P1 - комплексе потектодинамическим параметрам.

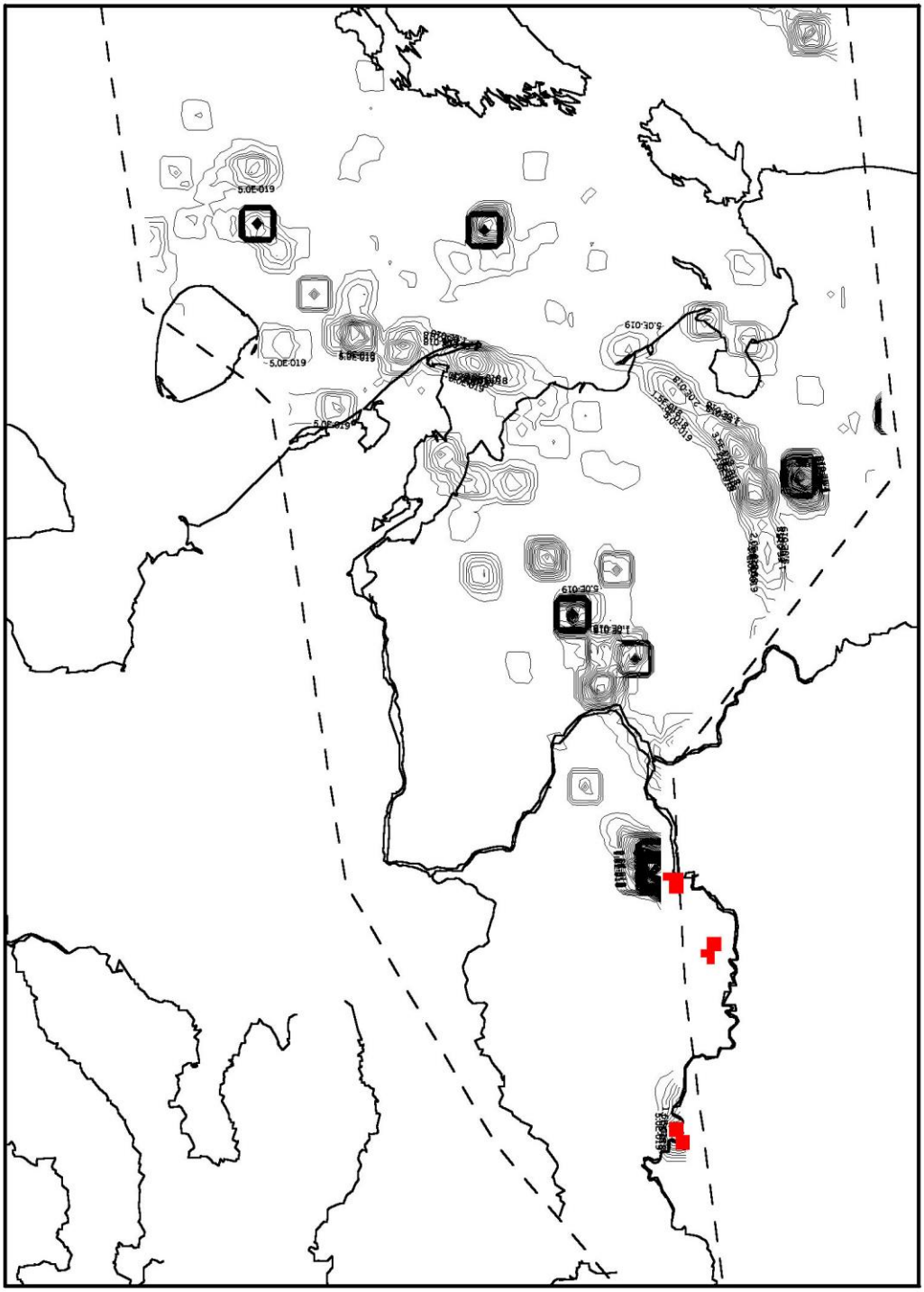


Условные обозначения:

0.02 - вероятность встречи газовых месторождений в P2-T комплексе

- участки на которых известны газовые месторождения

Рисунок 41. - Схема условной вероятности встречи газовых месторождений в P2-T - комплексе по тектодинамическим параметрам.

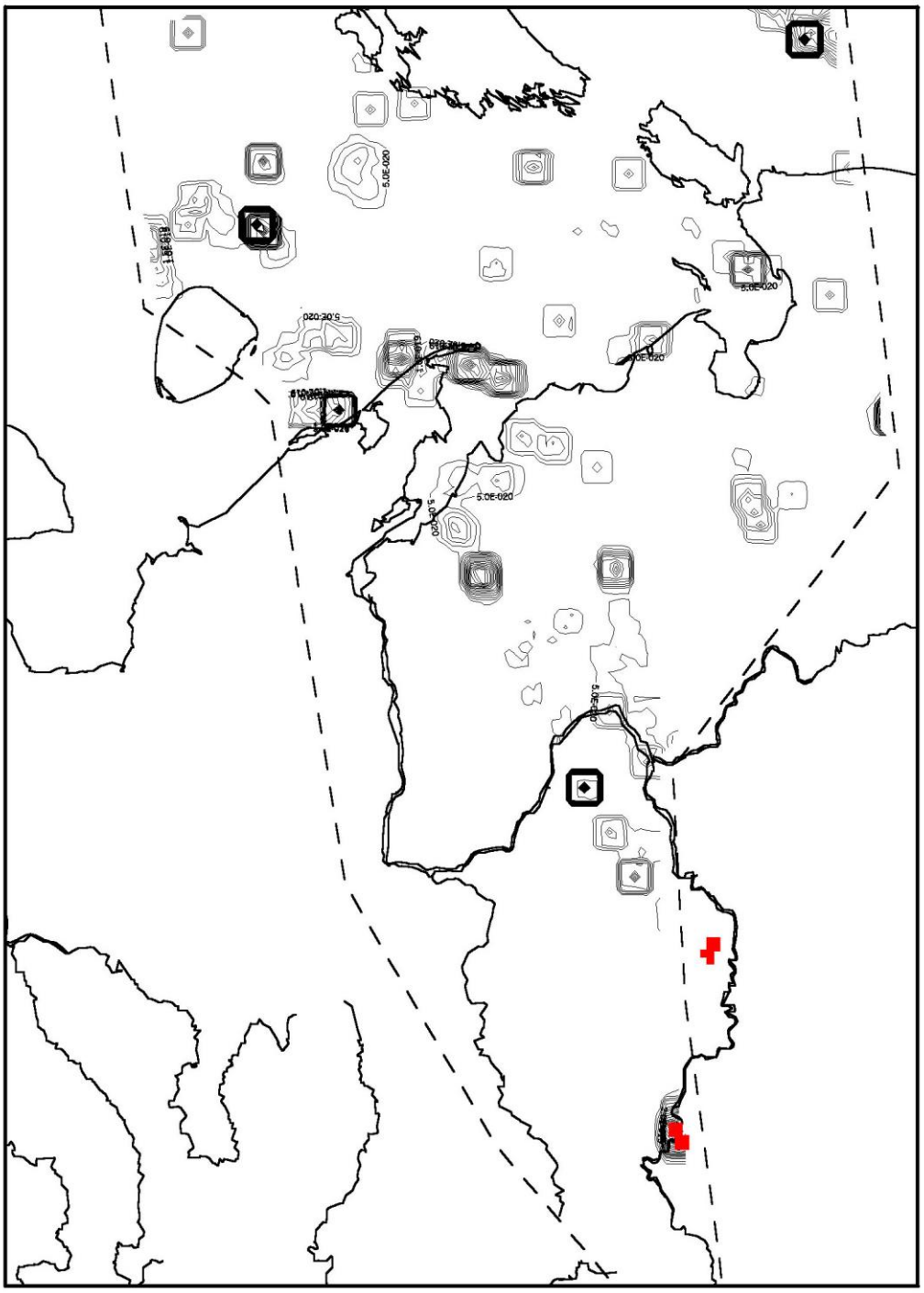


Условные обозначения:

0.02 - вероятность встречи нефтегазоконденсатных месторождений в D2-D3 комплексе

- участки на которых известны нефтегазоконденсатные месторождения

Рисунок 42. - Схема условной вероятности встречи нефтегазоконденсатных месторождений в D2-D3 - комплексе по тектодинамическим параметрам.

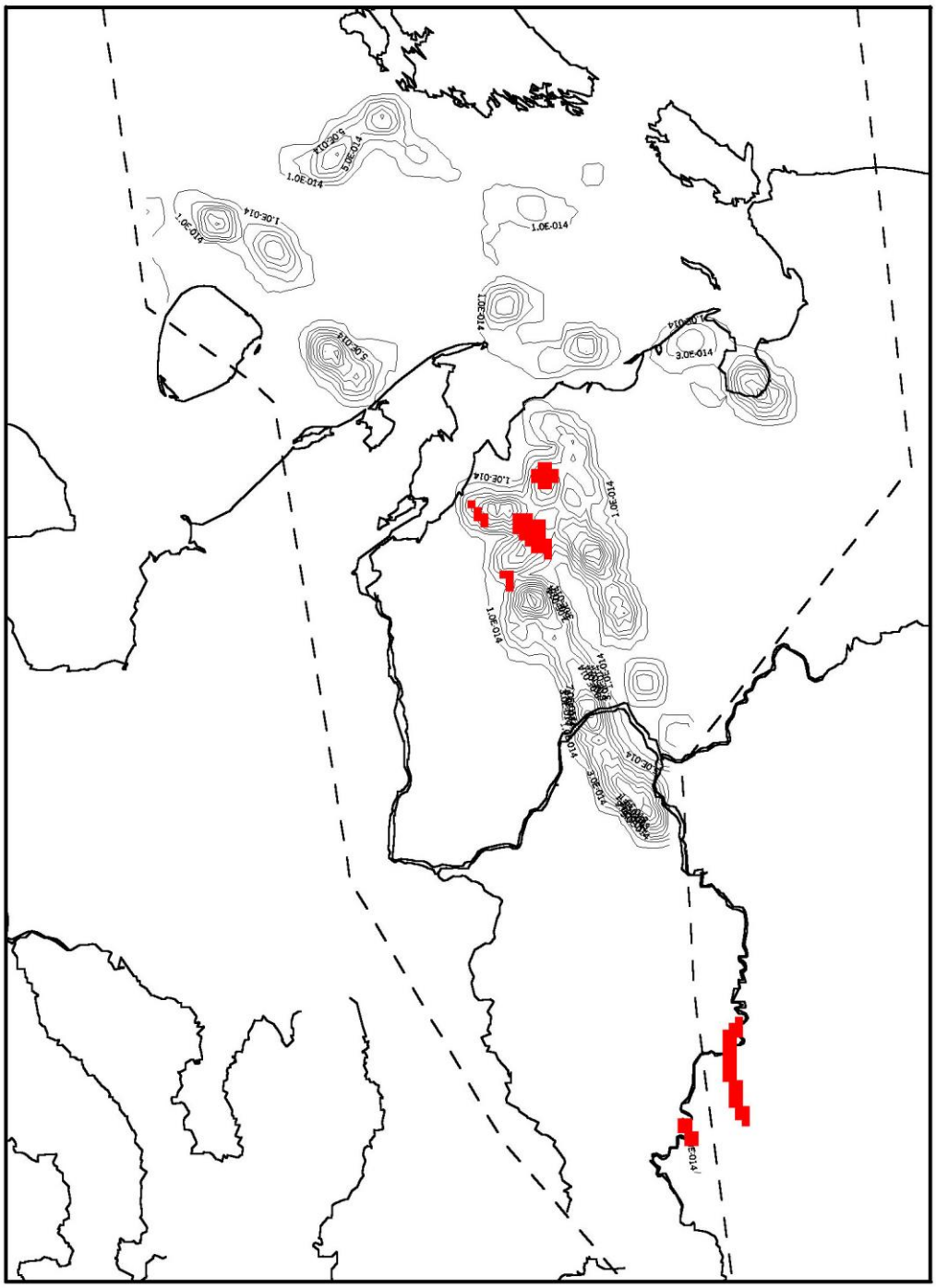


Условные обозначения:

0.02 - вероятность встречи нефтегазоконденсатных месторождений в D3-C1 комплексе

■ - участки на которых известны нефтегазоконденсатные месторождения

Рисунок 43. - Схема условной вероятности встречи нефтегазоконденсатных месторождений в D3-C1 - комплексе по тектодинамическим параметрам.

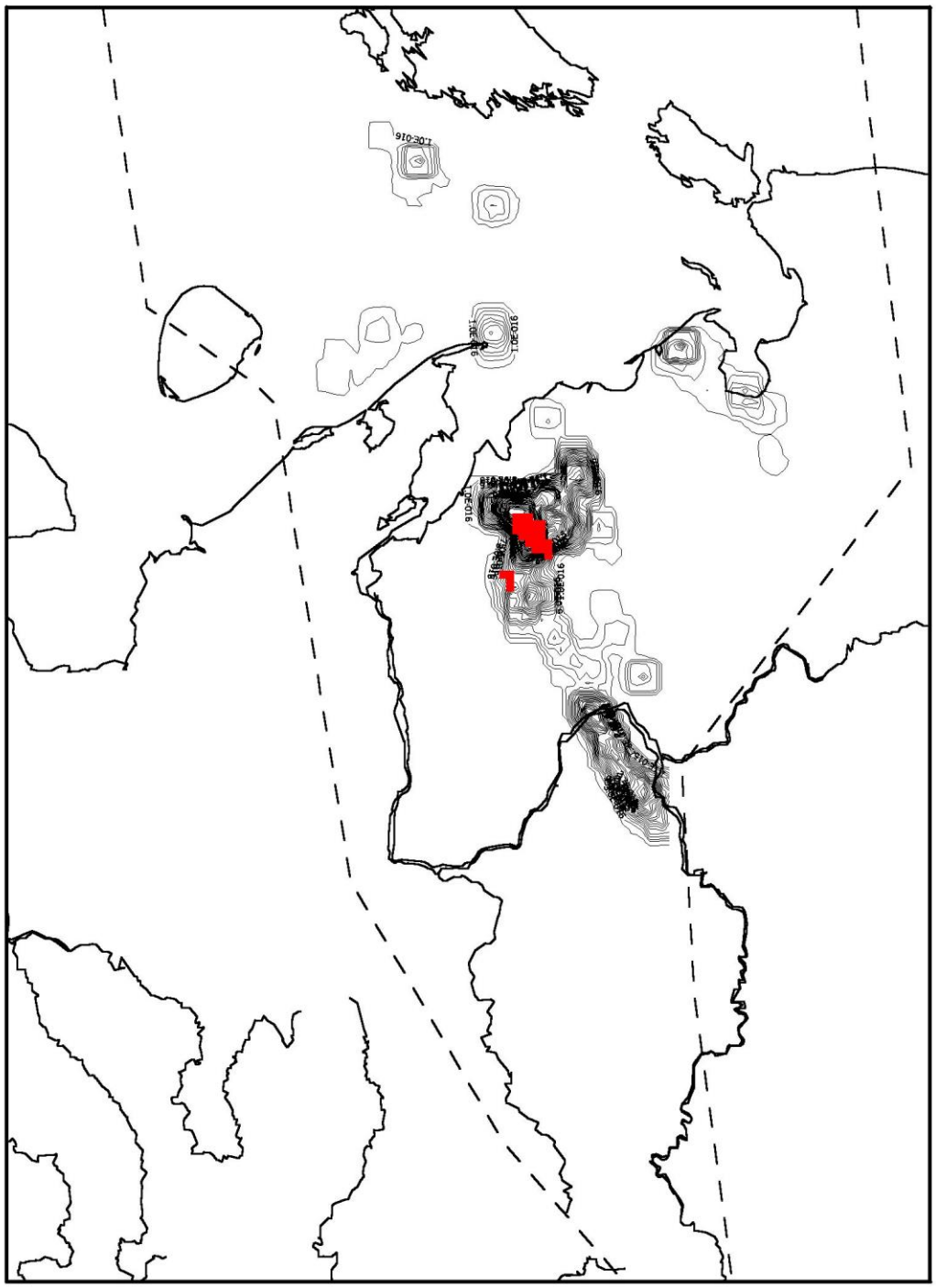


Условные обозначения:

0.02 - вероятность встречи нефтегазоконденсатных месторождений в C1-P1 комплексе

- участки на которых известны нефтегазоконденсатные месторождения

Рисунок 44. - Схема условной вероятности встречи нефтегазоконденсатных месторождений в C1-P1 - комплексе по тектодинамическим параметрам.

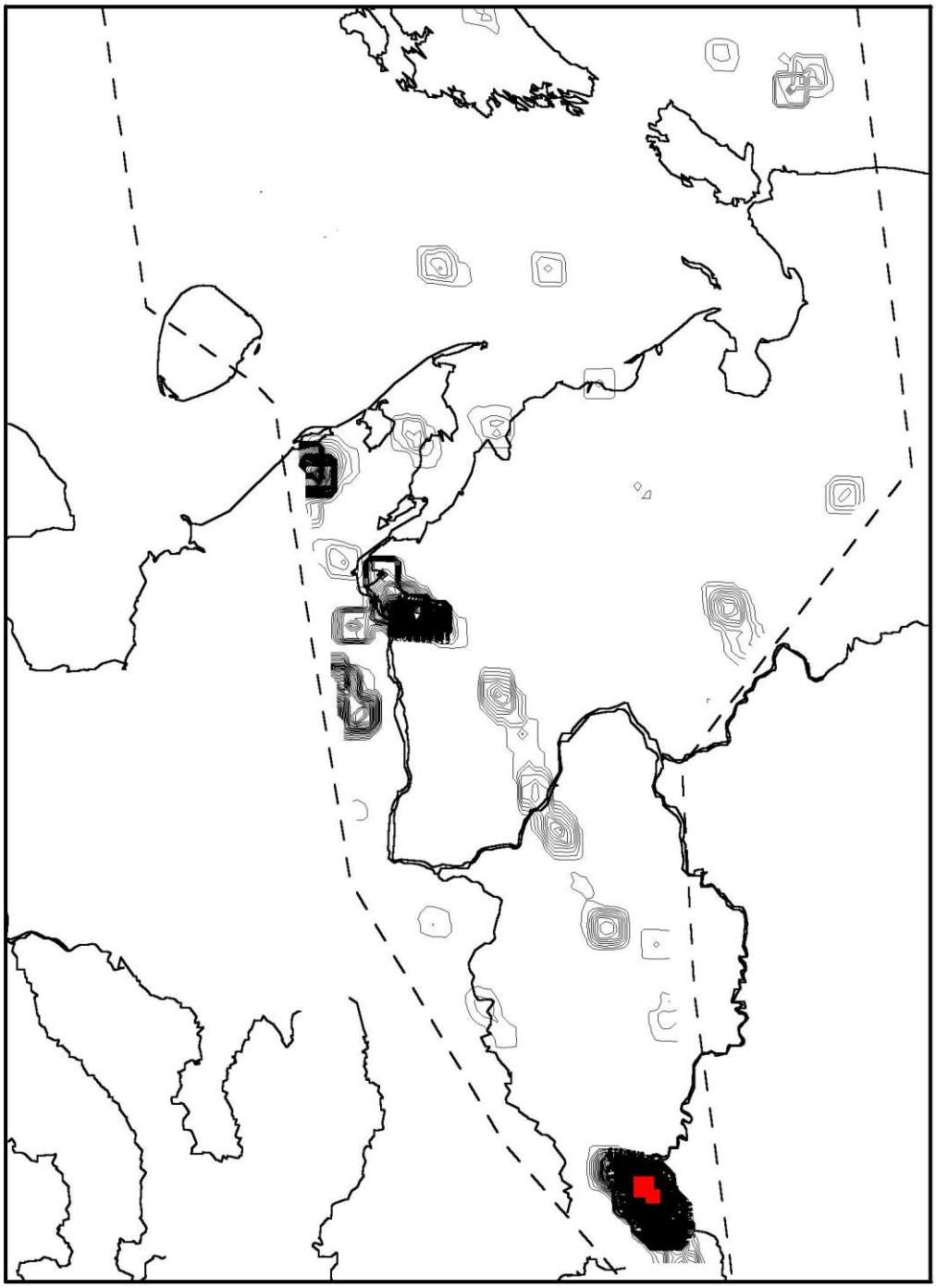


Условные обозначения:

0.02 - вероятность встречи нефтегазоконденсатных месторождений в P2-T комплексе

- участки на которых известны нефтегазоконденсатные месторождения

Рисунок 45. - Схема условной вероятности встречи нефтегазоконденсатных месторождений в P2-T - комплексе по тектодинамическим параметрам.

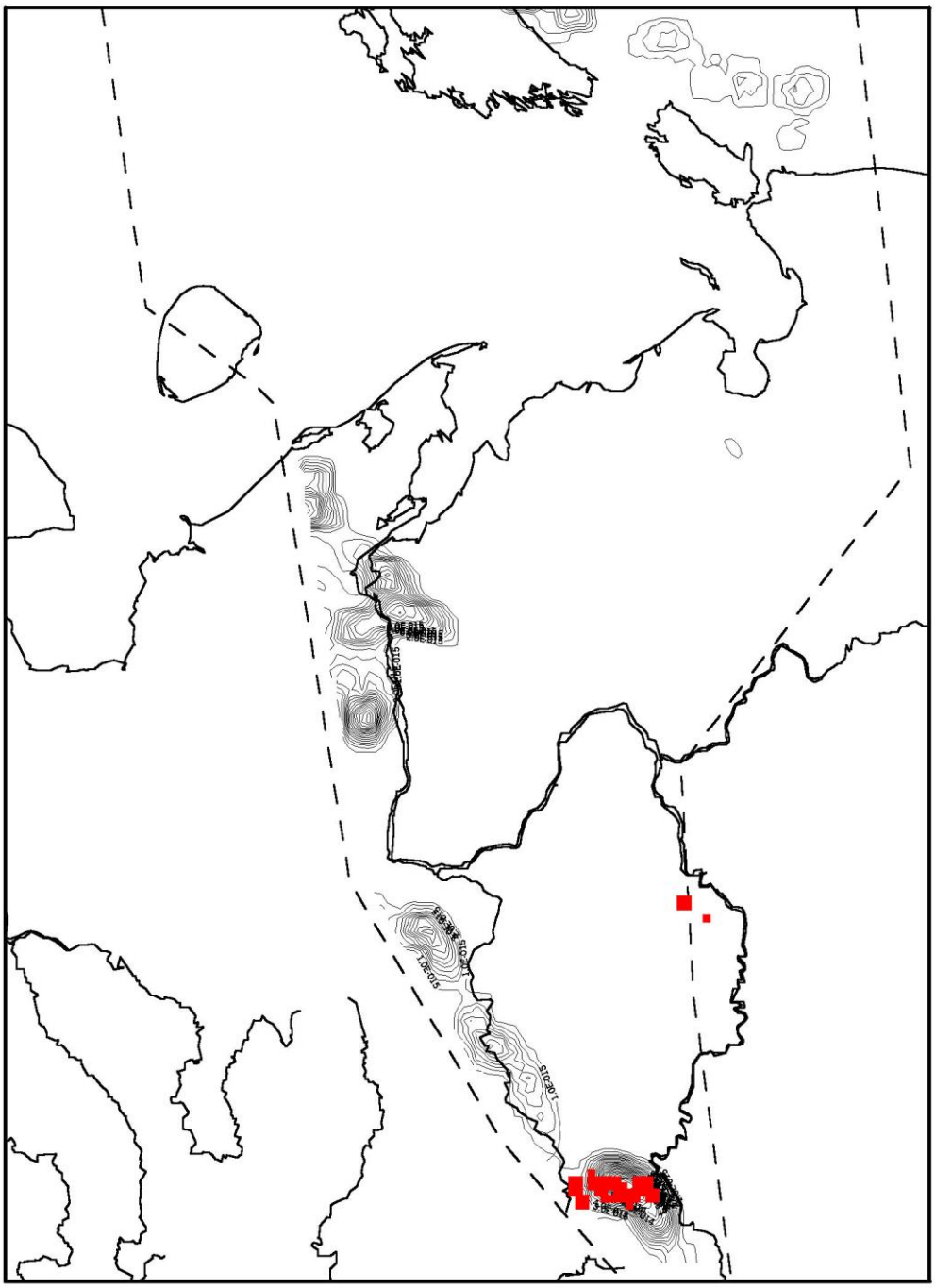


Условные обозначения:

0.02 - вероятность встречи нефтегазовых месторождений в O-D1 комплексе

- участки на которых известны нефтегазовые месторождения

Рисунок 46. - Схема условной вероятности встречи нефтегазовых месторождений в O-D1 - комплексе по тектодинамическим параметрам.

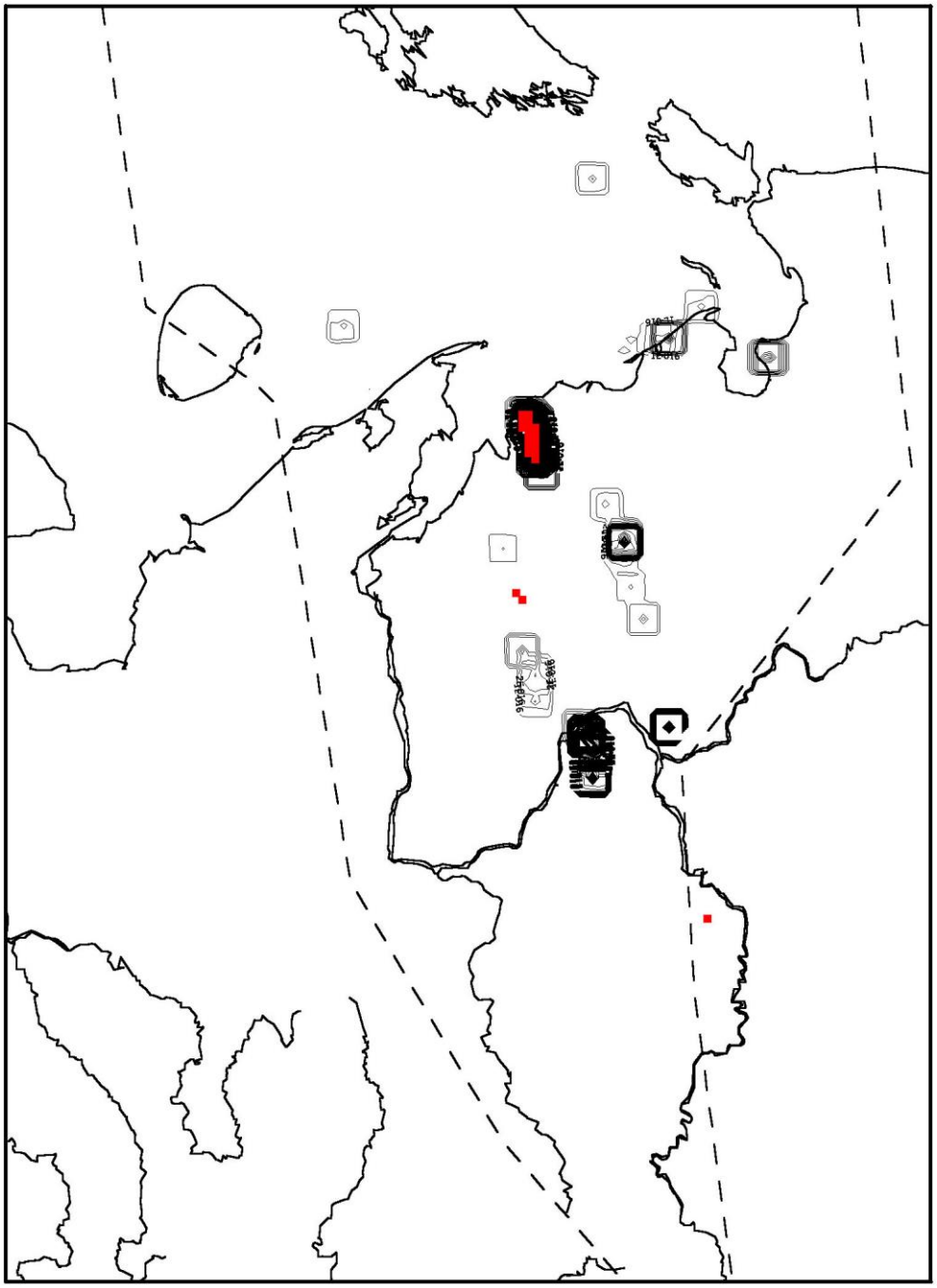


Условные обозначения:

0.02 - вероятность встречи нефтегазовых месторождений в D2-D3 комплексе

- участки на которых известны нефтегазовые месторождения

Рисунок 47. - Схема условной вероятности встречи нефтегазовых месторождений в D2-D3 - комплексе по тектодинамическим параметрам.

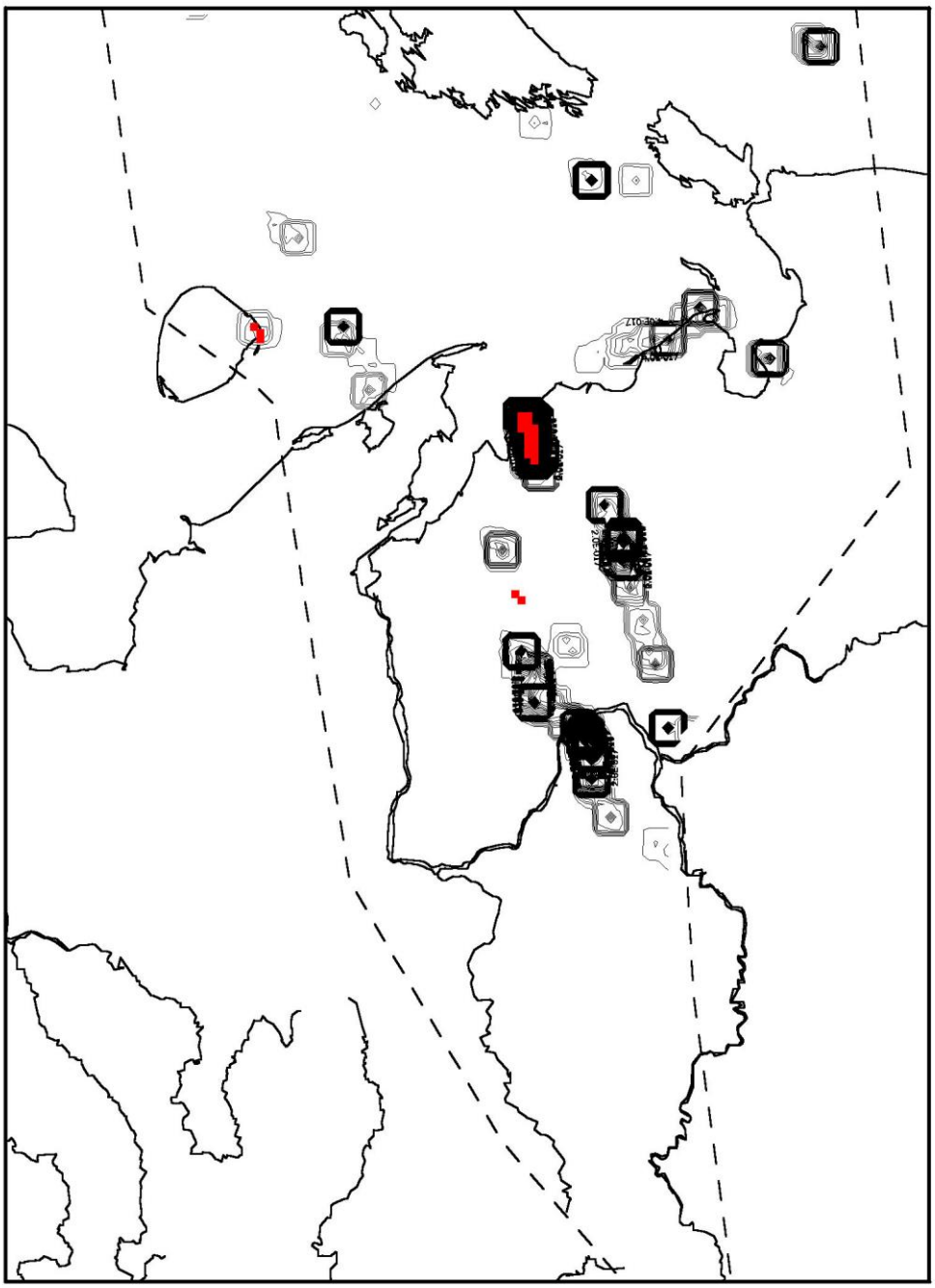


Условные обозначения:

0.02 - вероятность встречи нефтегазовых месторождений в С1-Р1 комплексе

- участки на которых известны нефтегазовые месторождения

Рисунок 48. - Схема условной вероятности встречи нефтегазовых месторождений в С1-Р1 - комплексе по тектодинамическим параметрам.

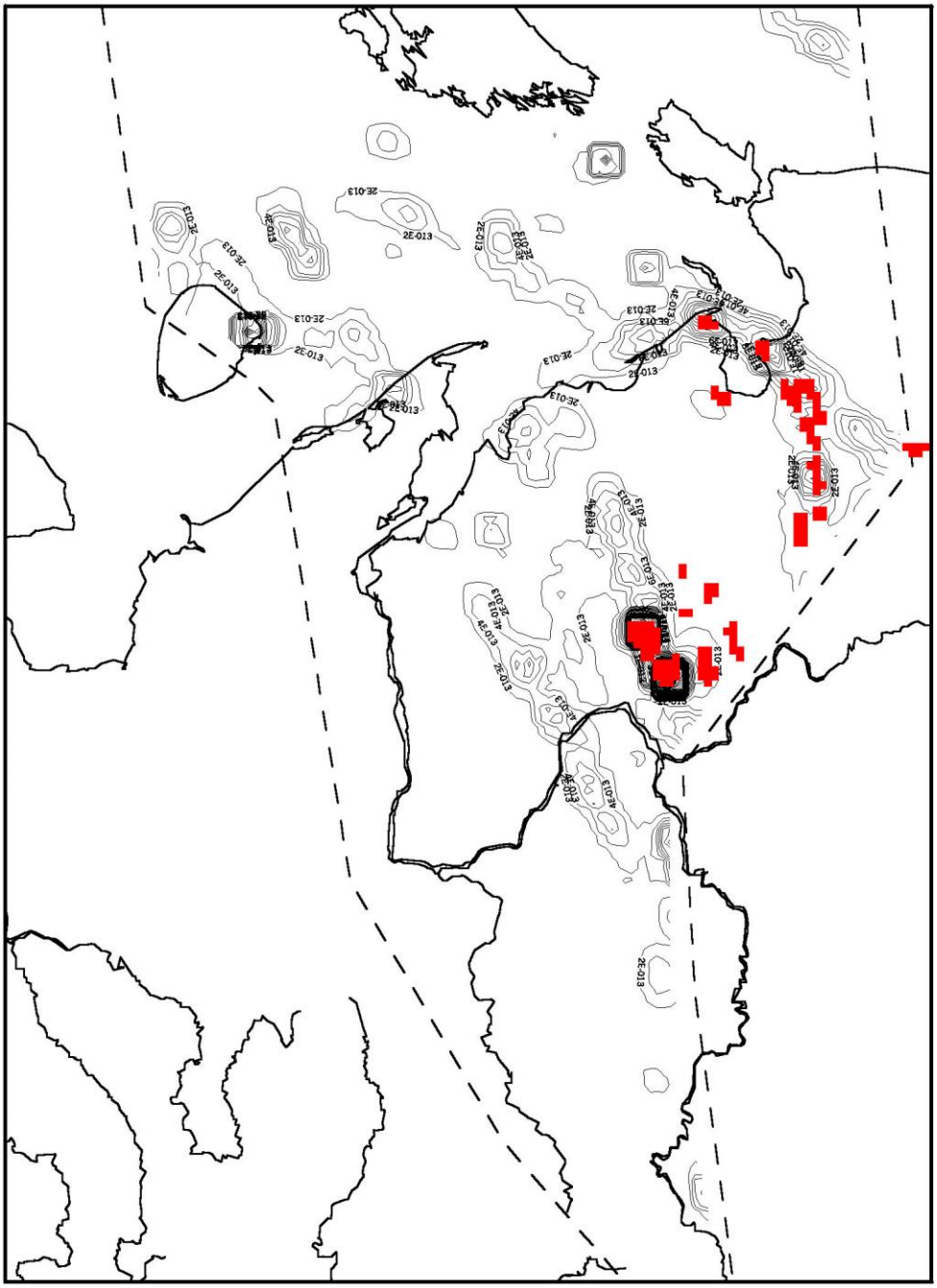


Условные обозначения:

0.02 - вероятность встречи нефтегазовых месторождений в P2-T комплексе

- участки на которых известны нефтегазовые месторождения

Рисунок 49. - Схема условной вероятности встречи нефтегазовых месторождений в P2-T - комплексе по тектодинамическим параметрам.

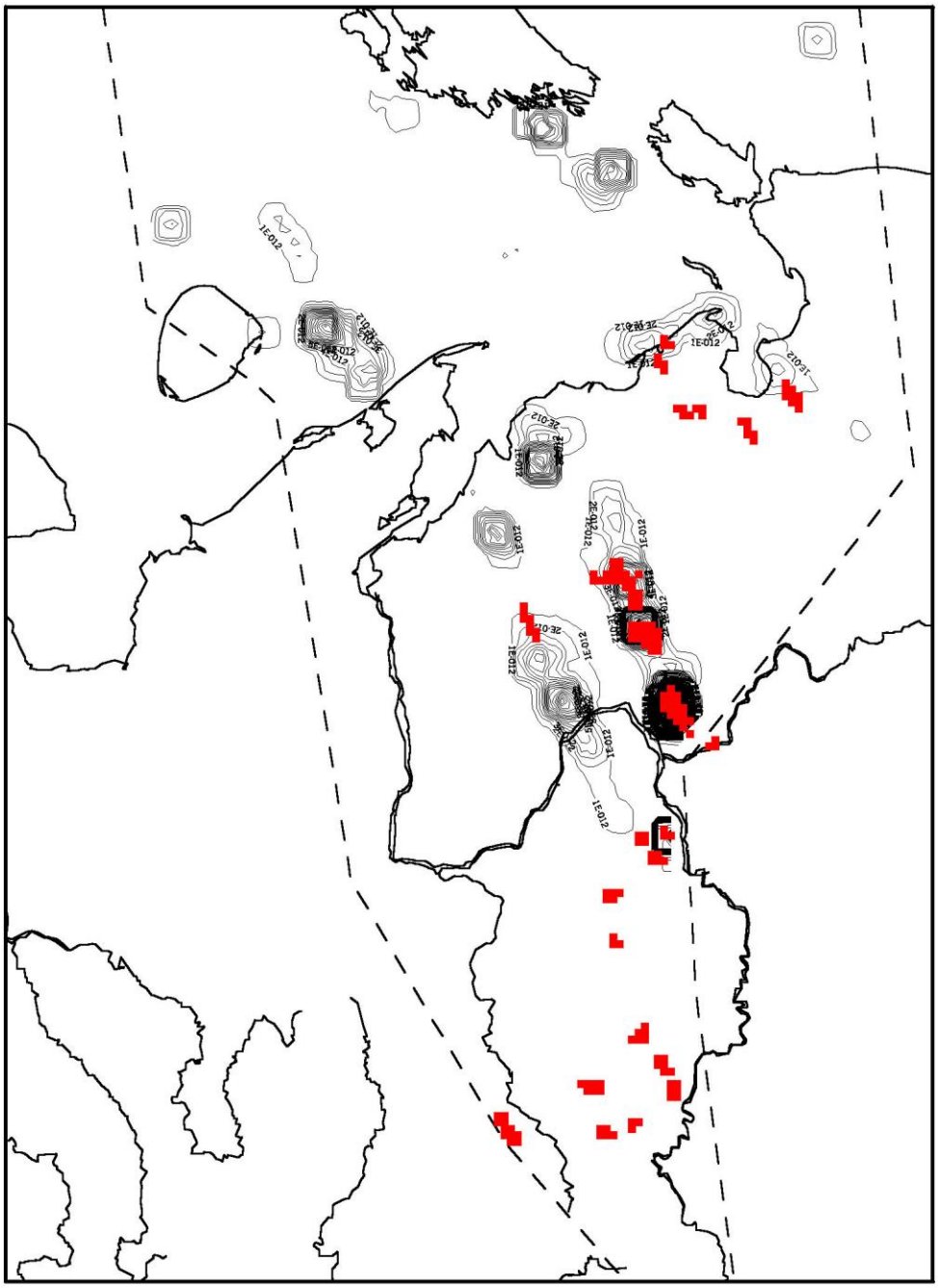


Условные обозначения:

0.02 - вероятность встречи нефтяных месторождений в O-D1 комплексе

- участки на которых известны нефтяные месторождения

Рисунок 50. - Схема условной вероятности встречи нефтяных месторождений в O-D1 - комплексе по тектодинамическим параметрам.

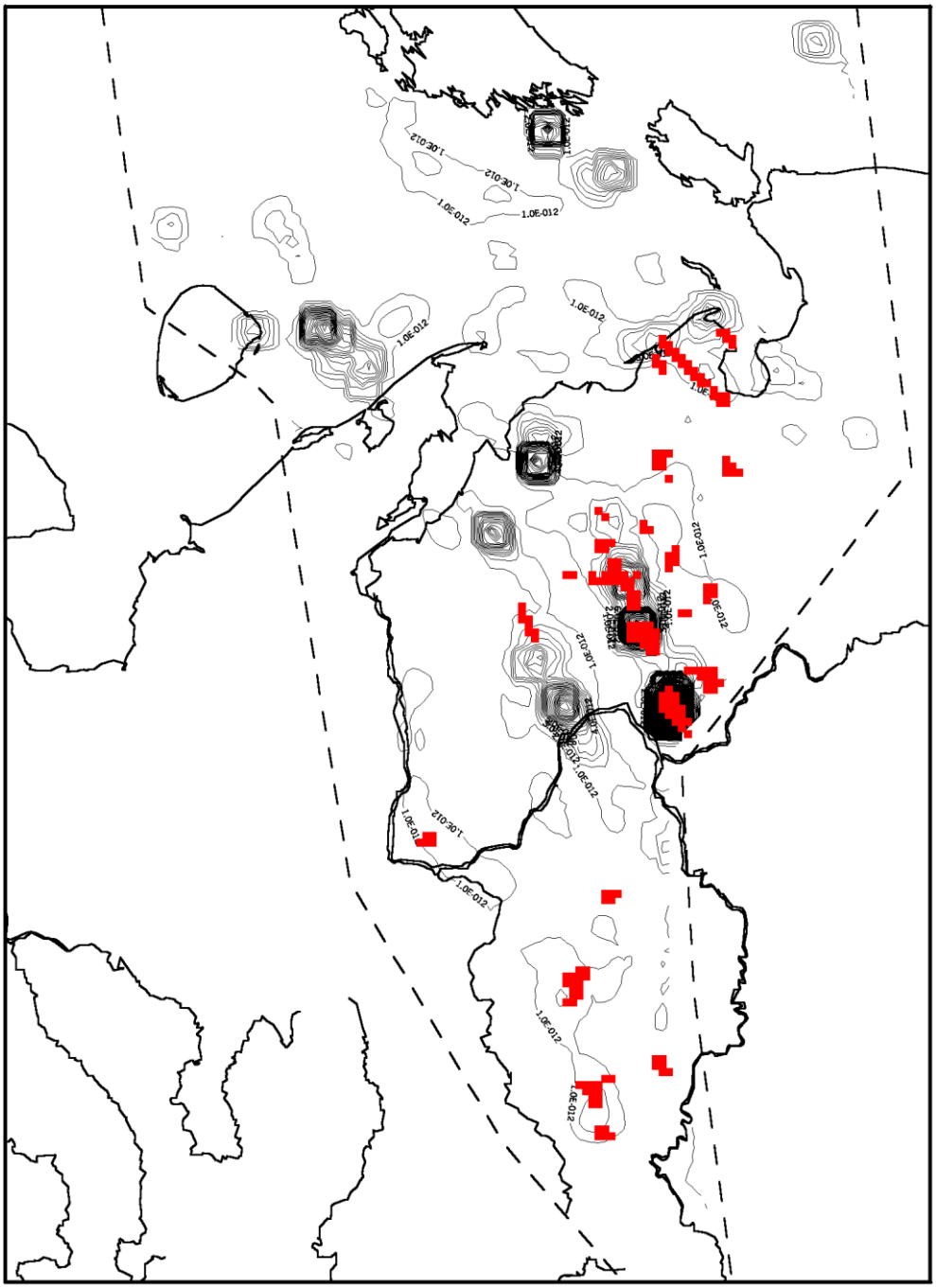


Условные обозначения:

0.02 - вероятность встречи нефтяных месторождений в D2-D3 комплексе

- участки на которых известны нефтяные месторождения

Рисунок 51. - Схема условной вероятности встречи нефтяных месторождений в D2-D3 - комплексе по тектодинамическим параметрам.

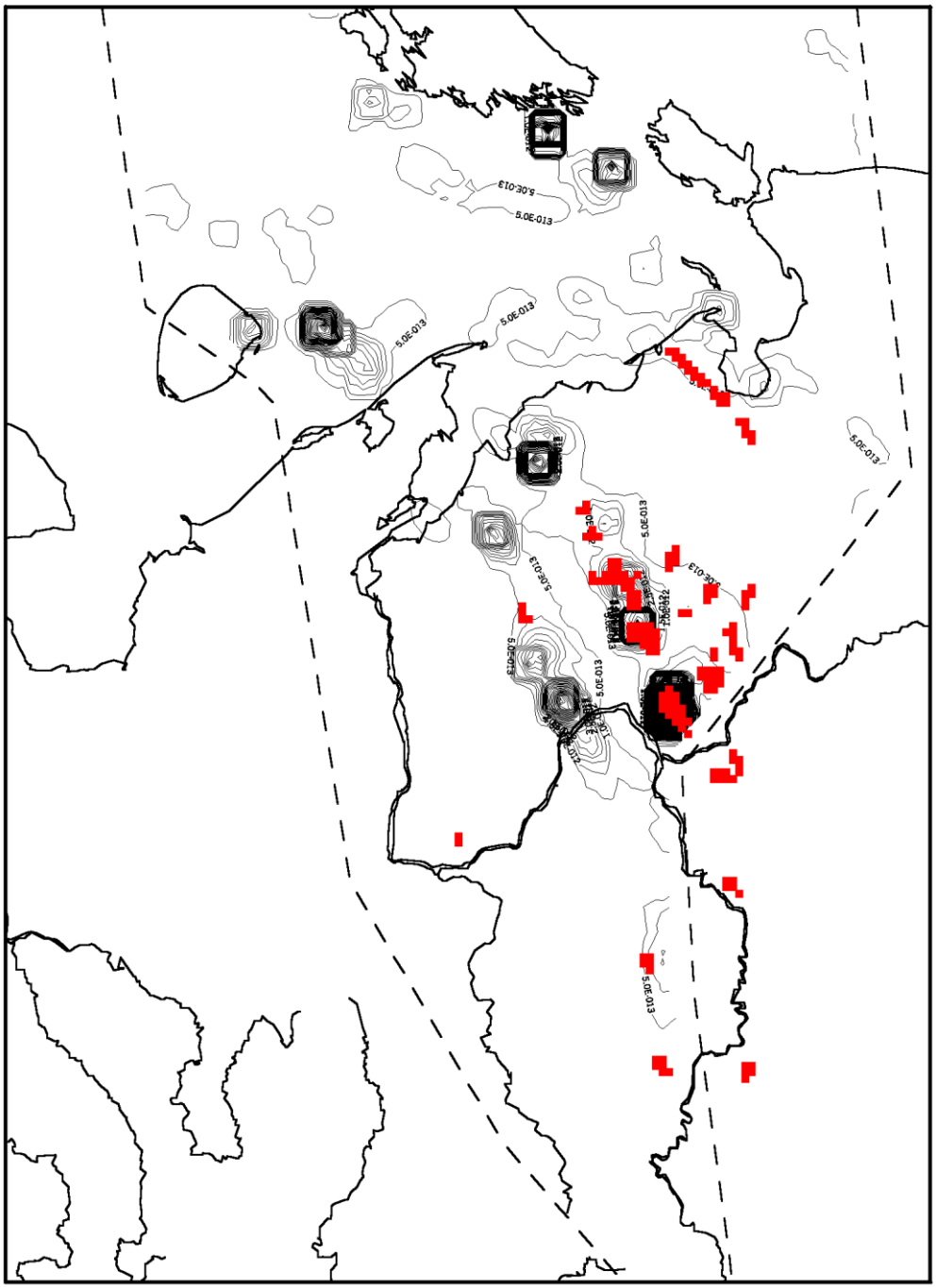


Условные обозначения:

0.02 - вероятность встречи нефтяных месторождений в D3-C1 комплексе

- участки на которых известны нефтяные месторождения

Рисунок 52. - Схема условной вероятности встречи нефтяных месторождений в D3-C1 - комплексе по тектодинамическим параметрам.

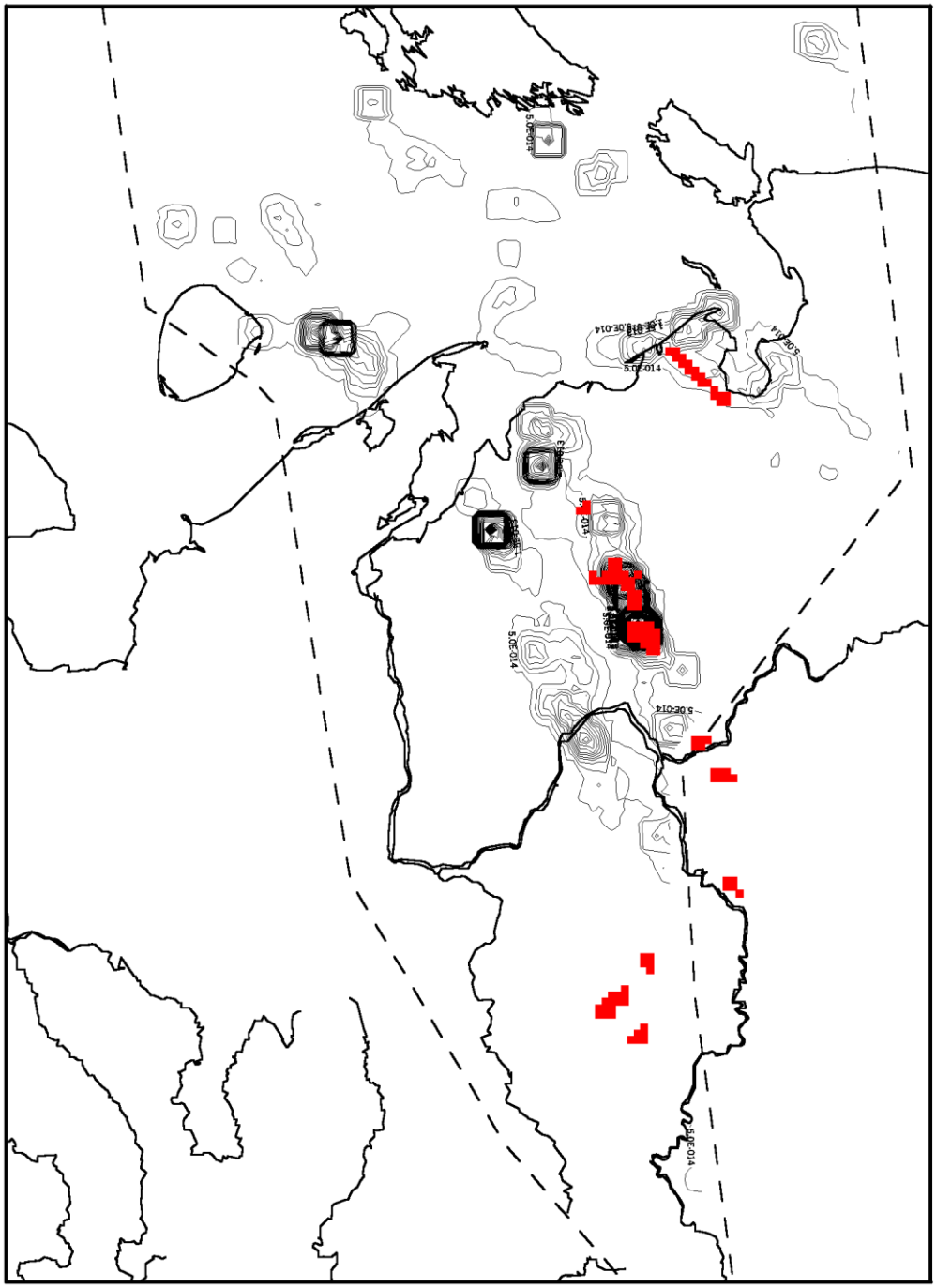


Условные обозначения:

0.02 - вероятность встречи нефтяных месторождений в C1-P1 комплексе

- участки на которых известны нефтяные месторождения

Рисунок 53. - Схема условной вероятности встречи нефтяных месторождений в C1-P1 - комплексе по тектодинамическим параметрам.



Условные обозначения:

0.02 - вероятность встречи нефтяных месторождений в P2-T комплексе

- участки на которых известны нефтяные месторождения

Рисунок 54. - Схема условной вероятности встречи нефтяных месторождений в P2-T - комплексе по тектодинамическим параметрам.

5.2. Прогноз газонефтеносности по тектодинамические критериям строения поверхности нижнепермских отложений.

Аналогичные расчеты были выполнены для структурной поверхности нижнепермских отложений. Построения проводились для:

а) газовых и газоконденсатных месторождений;

б) нефтяных месторождений;

в) нефтегазовых месторождений;

г) нефтегазоконденсатных месторождений.

Причем отдельно рассматривались месторождения, расположенные в следующих нефтегазоносных комплексов:

Карбонатных - $O\text{-}D_1$, $D_3f_2\text{-}C_1t$, $C_1v\text{-}P_1$;

Терригенных - $D_2\text{-}D_3f_1$, $P_2\text{-}T$.

В результате проведенного сопоставления было получено более 100 зависимостей. Для построения прогнозных схем подсчитывалась вероятность встречи газовых и газоконденсатных, нефтегазоконденсатных, нефтегазовых и нефтяных типов месторождений для разных интервалов глубин поверхности нижней перми **(am)**, градиентов глубин **(gr)**, структуры поверхности нижней перми 2-го **(am2)** и 3-го ранга **(am3)** и их градиентов **(gr2)(gr3)**. Вероятность определялась по формуле (2), В результате было получено шесть схем значений вероятности встречи **(P_{am}; P_{gr}; P_{am2}; P_{gr2}; P_{am3}; P_{gr3})** для каждого типа месторождений в соответствующем нефтегазоносном комплексе. Затем значения вероятности для каждого параметра «складывались». В результате чего были получены схемы условной вероятности (**P_{sum}**) встречи месторождений разного типа и разного возраста вмещающих отложений на территорию Тимано-Печорского и южной части Баренцевоморского бассейнов (всего 16 схем).

Результаты проведенных расчетов представлены в данном отчете для двух наиболее отличающихся друг от друга типов месторождений:

- **Нефтегазоконденсатные месторождения**

Для среднедевонско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса – Рис55

Для верхнефранско-турнейского нефтегазоносного комплекса - Рис.56

Для верхневизейско-нижнепермского нефтегазоносного комплекса – Рис.57

Для верхнепермско-триасового нефтегазоносного комплекса - Рис.58

- **Нефтяные месторождения**

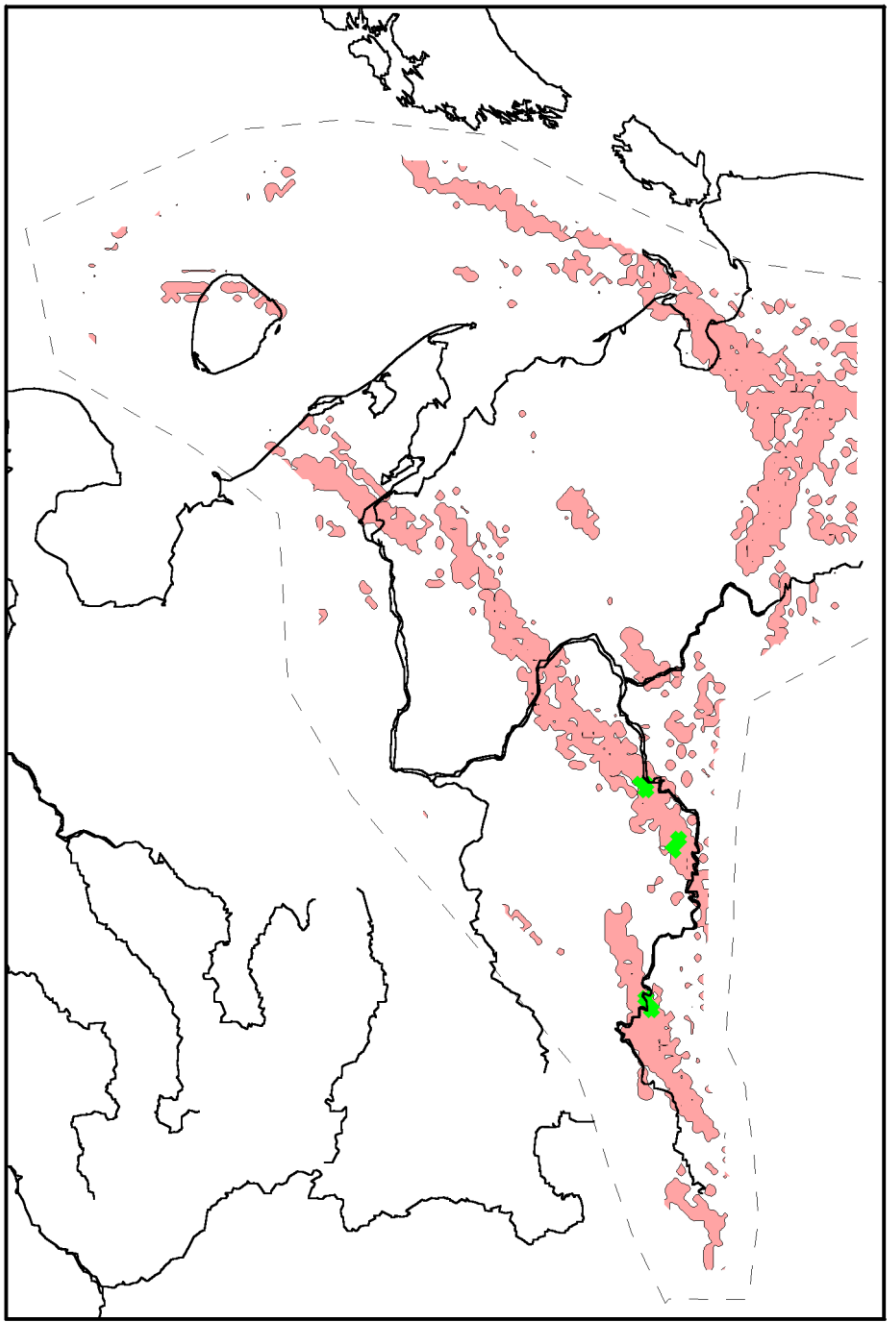
Для ордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса - Рис.59

Для среднедевонско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса - Рис.60

Для верхнефранско-турнейского нефтегазоносного комплекса - Рис.61

Для верхневизейско-нижнепермского нефтегазоносного комплекса - Рис.62

Для верхнепермско-триасового нефтегазоносного комплекса - Рис.63

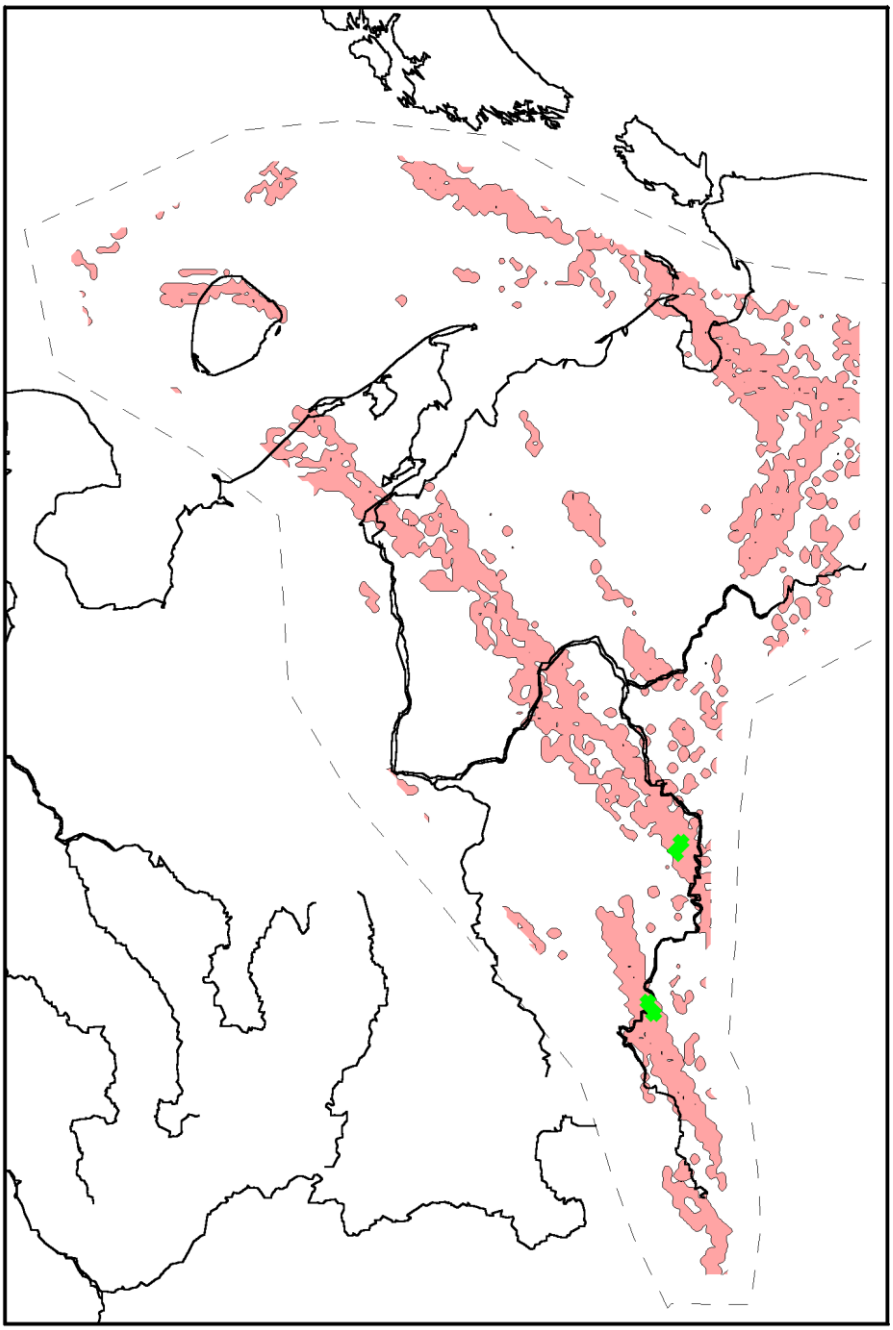


Условные обозначения:

- площади с повышенными значениями вероятность встречи нефтегазоконденсатных месторождений в D2-D3 комплексе

- участки на которых известны нефтегазоконденсатные месторождения

Рисунок 55. - Схема условной вероятности встречи нефтегазоконденсатных месторождений в D2-D3 - комплексе по тектодинамических параметрам кровли нижнепермских отложений.

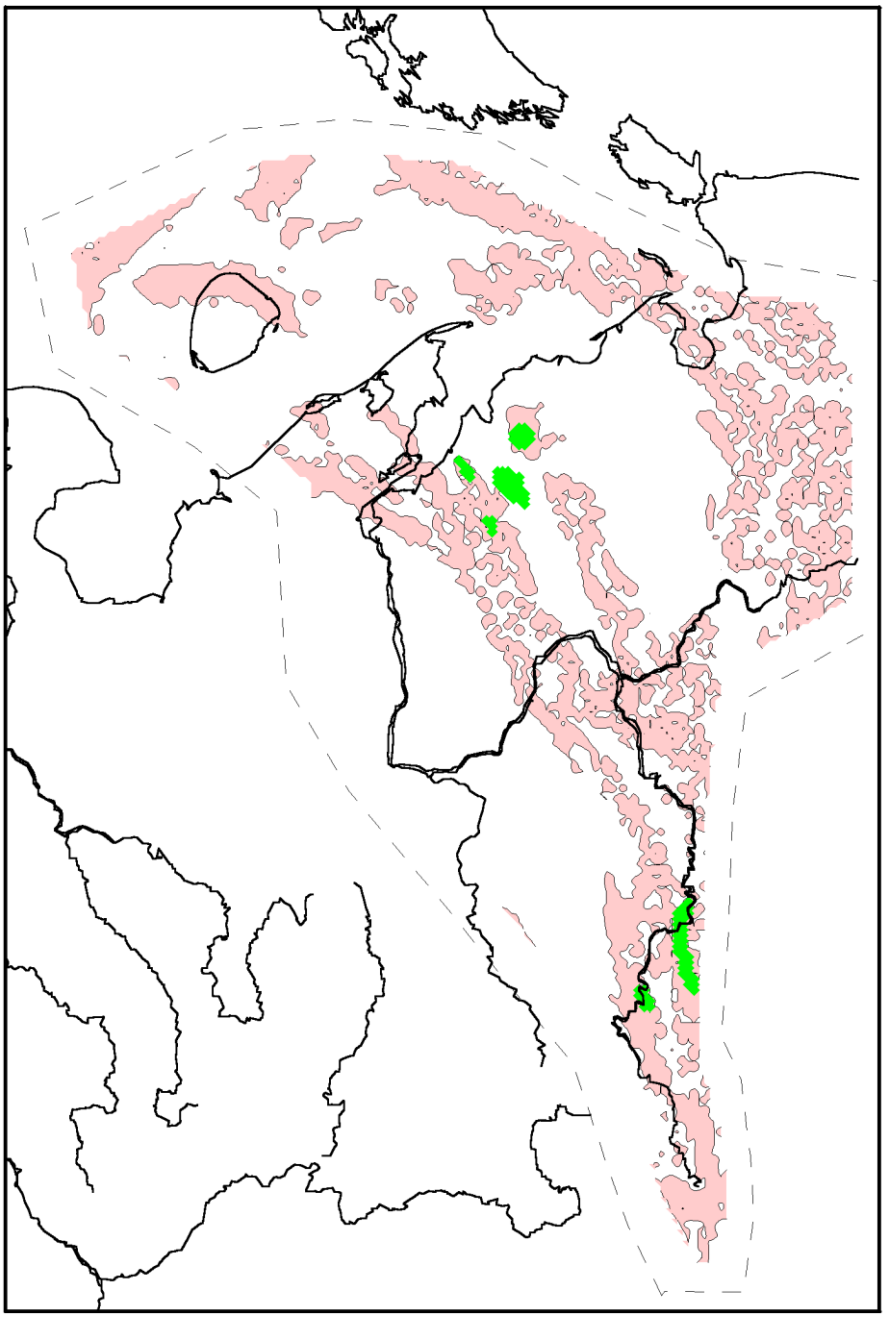


Условные обозначения:

- площади с повышенными значениями вероятность встречи нефтегазоконденсатных месторождений в D3-C1 комплексе

- участки на которых известны нефтегазоконденсатные месторождения

Рисунок 56. - Схема условной вероятности встречи нефтегазоконденсатных месторождений в D3-C1 - комплексе по тектодинамических параметрам кровли нижнепермских отложений.

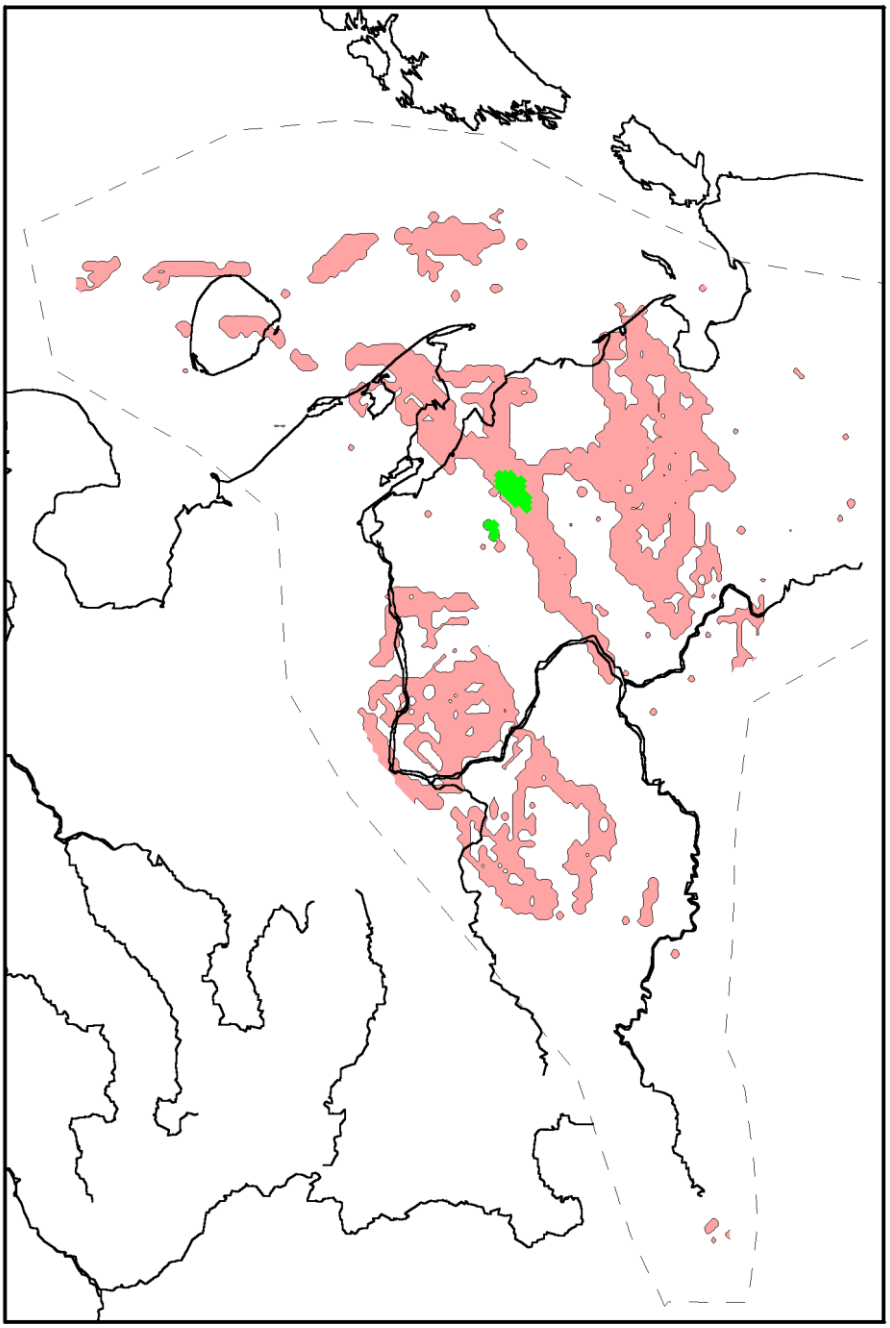


Условные обозначения:

- площади с повышенными значениями вероятность встречи нефтегазоконденсатных месторождений в С1-Р1 комплексе

- участки на которых известны нефтегазоконденсатные месторождения

Рисунок 57. - Схема условной вероятности встречи нефтегазоконденсатных месторождений в С3-Р1 - комплексе по тектодинамических параметрам кровли нижнепермских отложений.

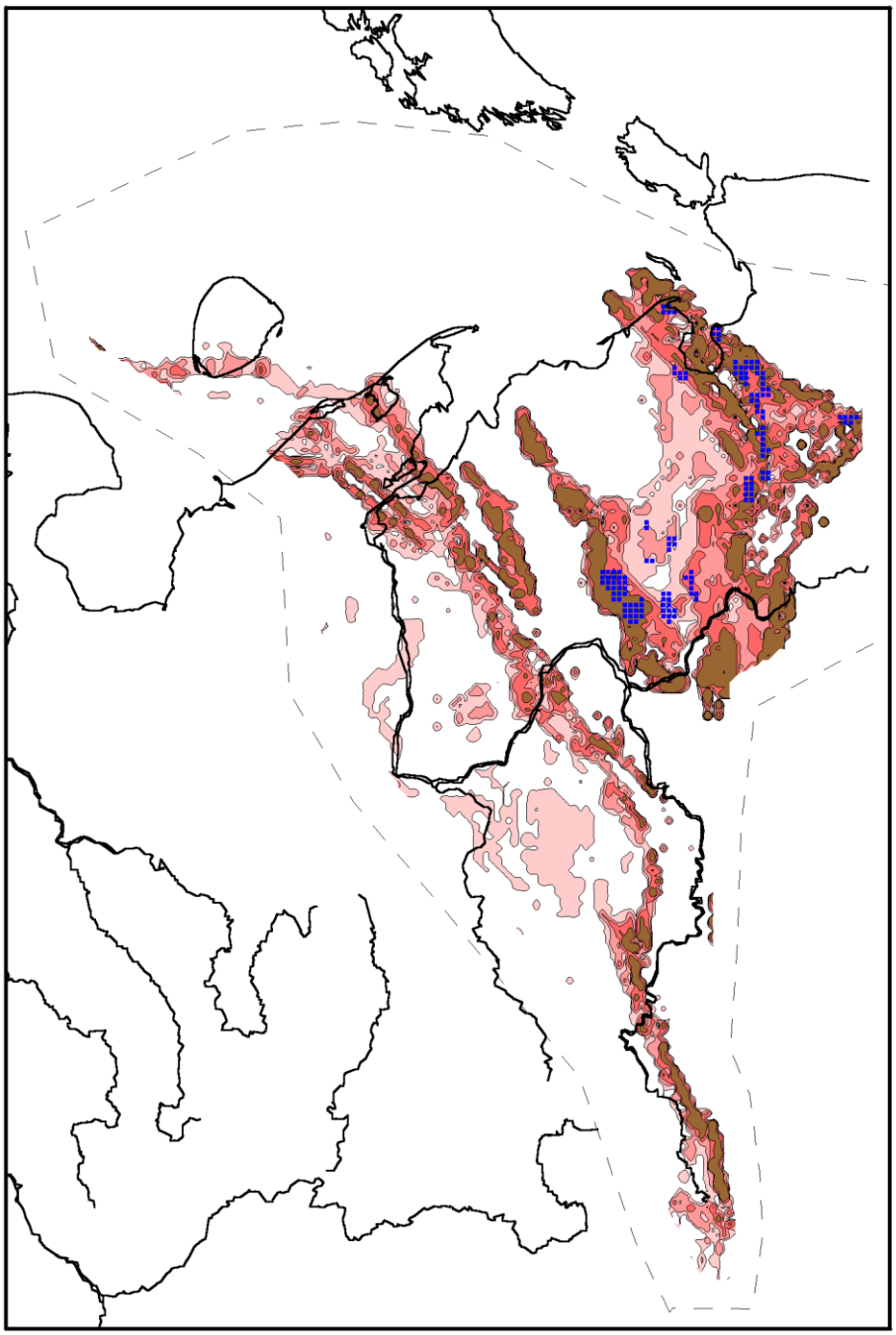


Условные обозначения:

- площади с повышенными значениями вероятность встречи нефтегазоконденсатных месторождений в P2-T комплексе

- участки на которых известны нефтегазоконденсатные месторождения

Рисунок 58. - Схема условной вероятности встречи нефтегазоконденсатных месторождений в P2-T - комплексе по тектодинамических параметрам кровли нижнепермских отложений.

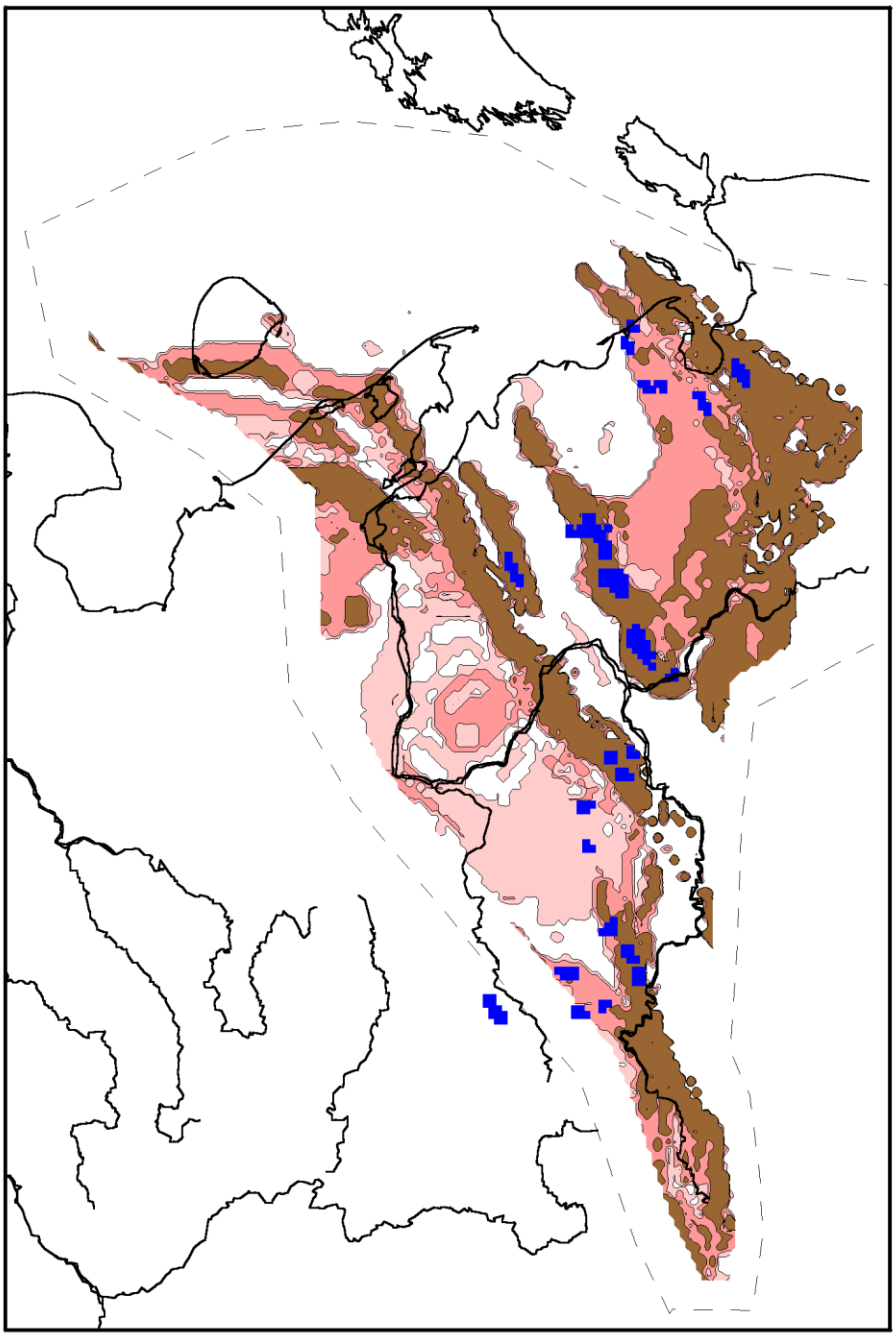


Условные обозначения:

- площади с повышенными значениями вероятность встречи нефтяных месторождений в O-D1комплексе

- участки на которых известны нефтяные месторождения

Рисунок 59. - Схема условной вероятности встречи нефтяных месторождений в O-D1 комплексе по тектодинамических параметрам кровли нижнепермских отложений.

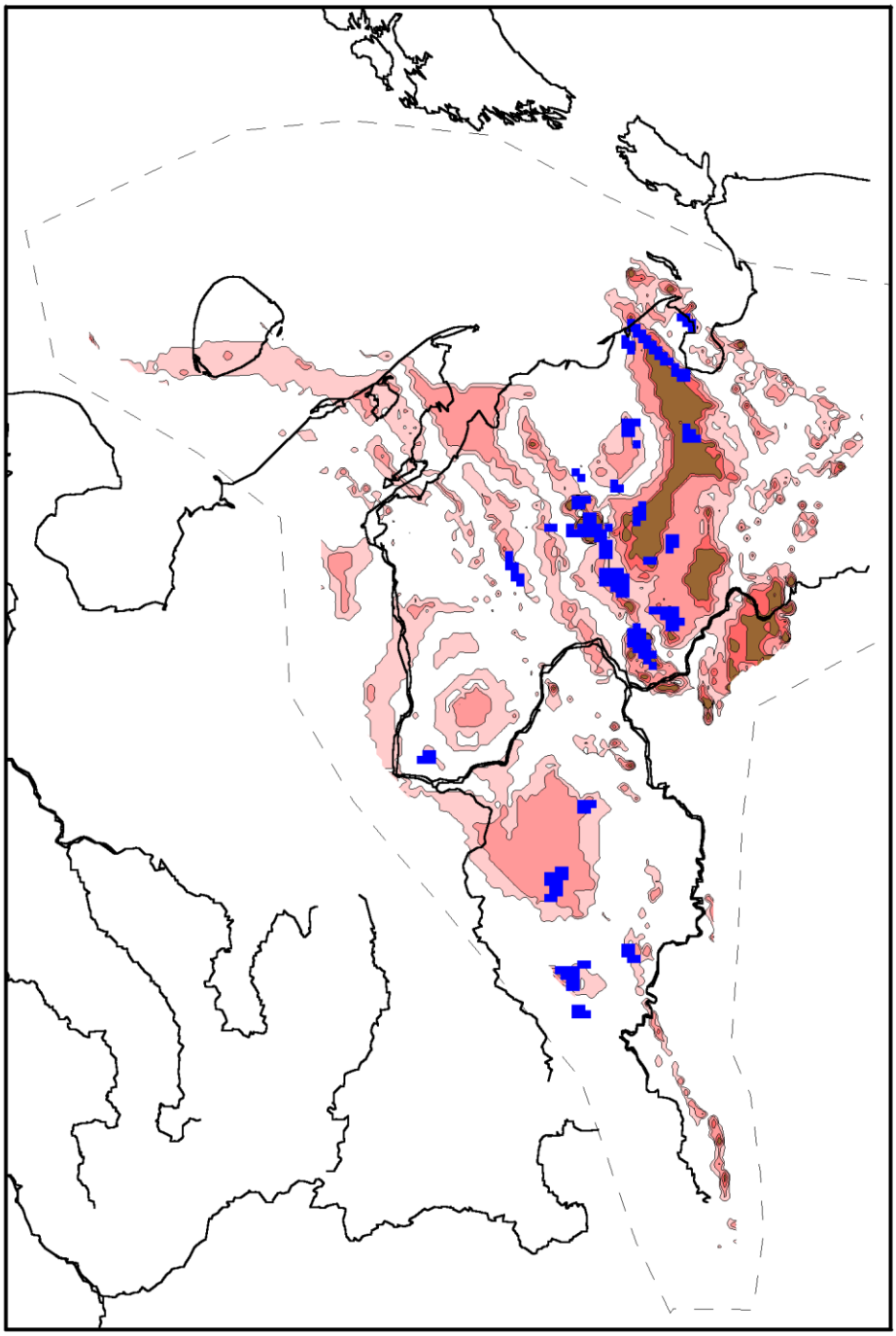


Условные обозначения:

- площади с повышенными значениями вероятность встречи нефтяных месторождений в D2-D3комплексе

- участки на которых известны нефтяные месторождения

Рисунок 60. - Схема условной вероятности встречи нефтяных месторождений в D2-D3 комплексе по тектодинамических параметрам кровли нижнепермских отложений.

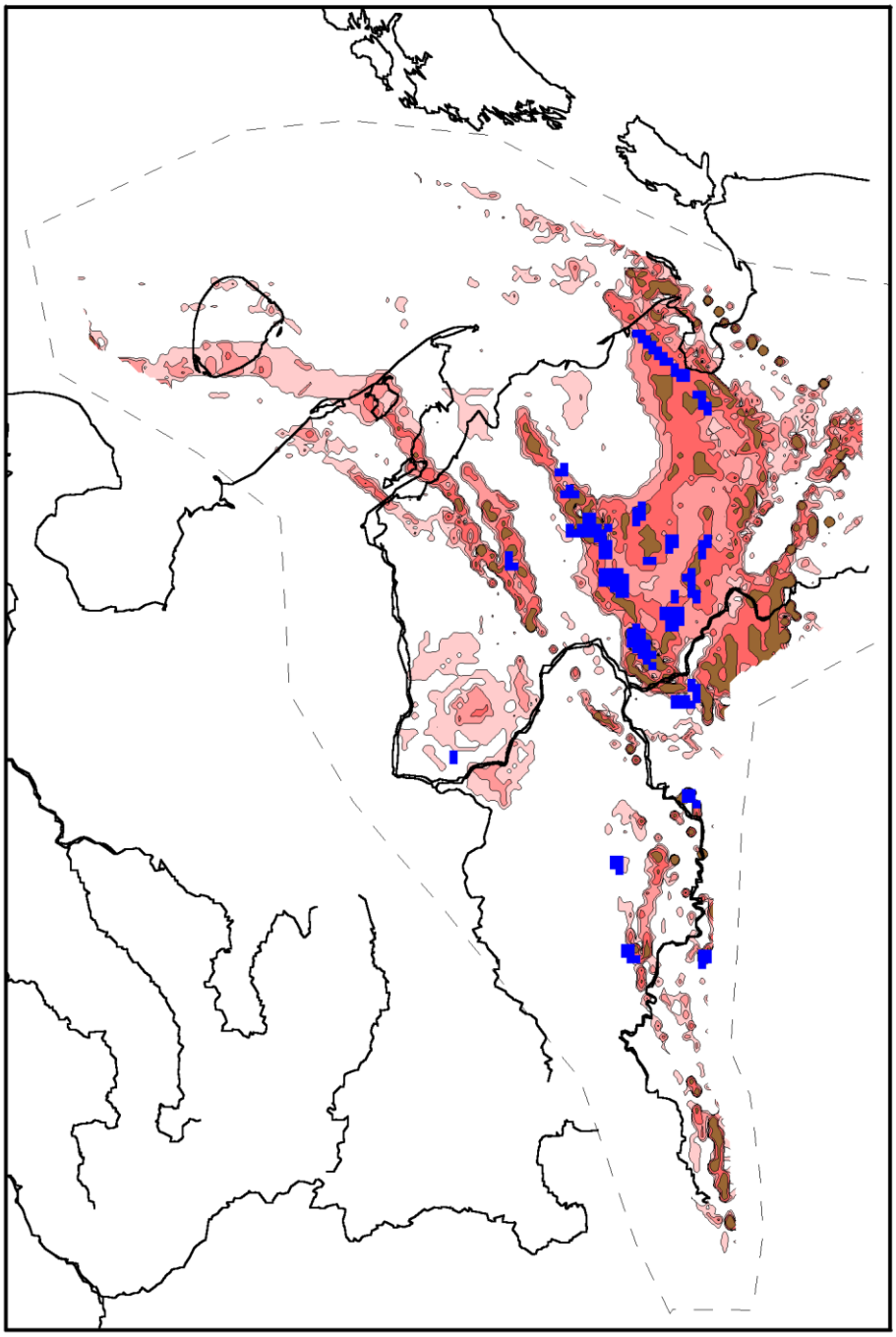


Условные обозначения:

- площади с повышенными значениями вероятность встречи нефтяных месторождений в D3-C1 комплексе

- участки на которых известны нефтяные месторождения

Рисунок 61. - Схема условной вероятности встречи нефтяных месторождений в D3-C1 комплексе потектодинамических параметрам кровли нижнепермских отложений.

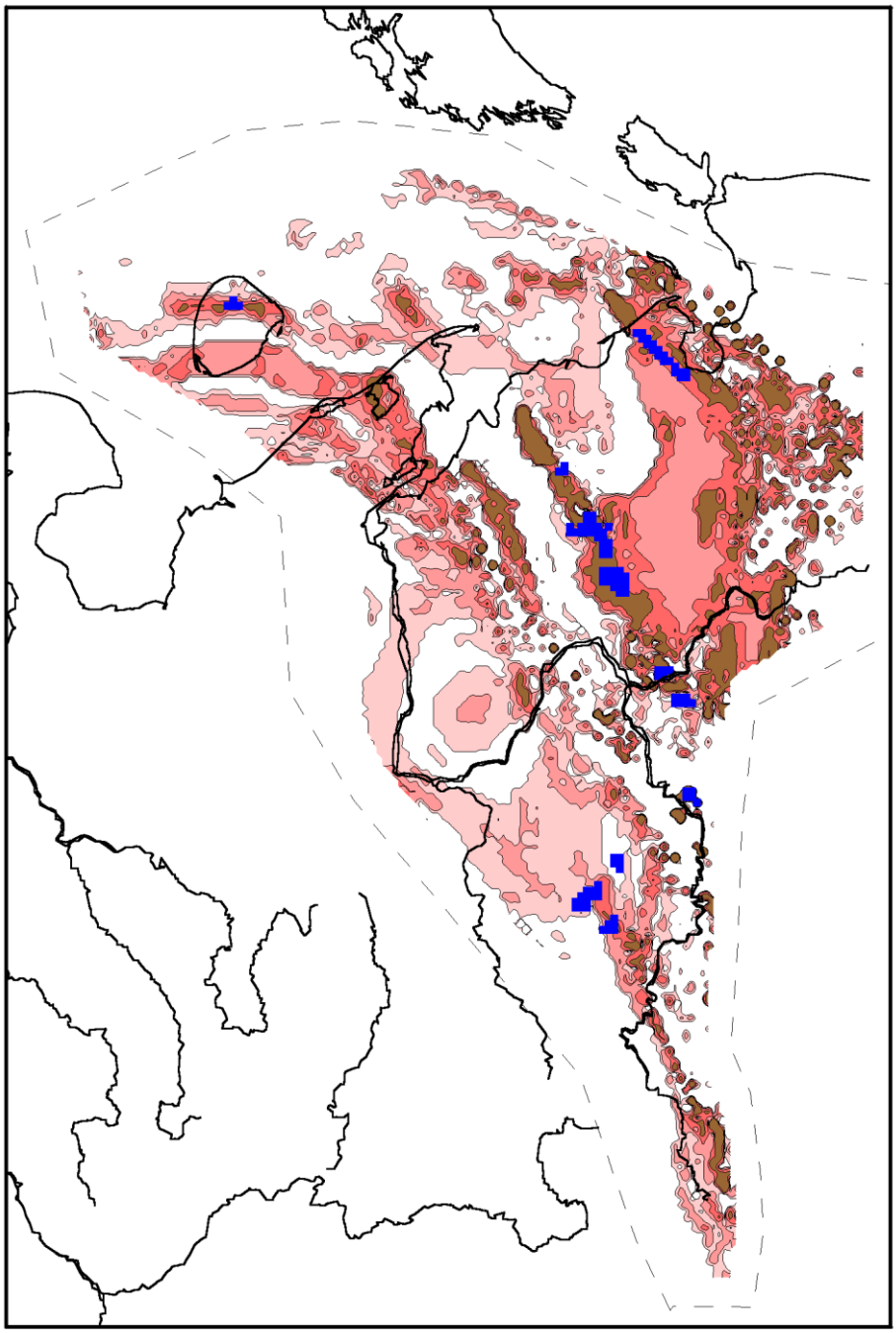


Условные обозначения:

- площади с повышенными значениями вероятность встречи нефтяных месторождений в С1-Р1 комплексе

- участки на которых известны нефтяные месторождения

Рисунок 62. - Схема условной вероятности встречи нефтяных месторождений в С1-Р1 комплексе по тектодинамических параметрам кровли нижнепермских отложений.



Условные обозначения:

- площади с повышенными значениями вероятность встречи нефтяных месторождений в P2-T комплексе

- участки на которых известны нефтяные месторождения

Рисунок 63. - Схема условной вероятности встречи нефтяных месторождений в P2-T комплексе по тектодинамических параметрам кровли нижнепермских отложений.

На представленных схемах условной вероятности встречи нефтегазоконденсатных месторождений хорошо видно, что для наиболее древних нефтегазоносных комплексов (D_2-D_3f_1, D_3f_2-C_1t, C_1v-P_1), благоприятными участками являются (Рис.55-57): Среднепечорское поперечное поднятие, Печоро-Кожвинский мегавал и надстраивающая его Нарьян-Марская ступень. На юге Тимано-Печорской плиты - западная оконечность Джебольской моноклинали, Мичаю-Пашнинский вал и юг Верхнепечорской впадины. В центральной части Тимано-Печорской плиты - южная и центральная части Колвинского мегавала. Восточнее - это гряда Чернышева, Варандей-Адзьвинская структурная зона и восточная оконечность Куренцовской ступени. В то время как для верхнепермско-триасового нефтегазоносного комплекса (Рис. 58) - это Ижемская ступень, Ерсинская депрессия, восточная часть Денисовского прогиба, обширная территория, охватывающая юго-восточную половину Хорейверской впадины и часть Печороморской впадины, примыкающая к Куренцовской ступени.

Не менее интересная ситуация прослеживается если сопоставить схемы условной вероятности встречи нефтяных месторождений. Так, для ордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса (Рис.59) и среднедевонско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса (Рис.60), наиболее благоприятными оказываются: юг Верхнепечорской впадины, восточное окончание Омра-Лыжской седловины, практически весь Печоро-Кожвинский мегавал, центральная часть Удачной ступени, южная половина Нарьян-Марской ступени, юг Колвинского мегавала, а также юго-восток Хорейверской впадины, гряда Чернышова и Варандей-Адзьвинская структурная зона.

Картина несколько меняется, если мы обратимся к схеме, построенной для верхнефранско-турнейского нефтегазоносного комплекса (Рис.61). Здесь участки с максимальной вероятностью встречи нефтяных месторождений как бы перемещаются к центру Хорейверской впадины.

И, наконец, на схемах, построенных для верхневизейско-нижнепермского нефтегазоносного комплекса (Рис.62) и верхнепермско-триасового

нефтегазоносного комплекса (Рис.63), мы вновь видим ситуацию близкую к той, что была описана для наиболее древних нефтегазоносных комплексов.

Таким образом, можно констатировать, что форма структуры поверхности нижнепермских отложений оказывает определенное влияние на характер распределения нефтяных и газовых месторождений Тимано-Печорского бассейна, причем это влияние различно для месторождений разного типа и для месторождений расположенных в разных нефтегазоносных комплексах.

5.3.Прогноз газонефтеносности по ранговым неотектоническим критериям.

Для построения прогнозных схем подсчитывалась вероятность встречи газовых и газоконденсатных, нефте-газо-конденсатных, нефте-газовых и нефтяных типов месторождений для разных интервалов амплитуд тектонических движений **(am)**, градиентов амплитуд **(gr)**, амплитуд неотектонических движений 2-го **(am2)** и 3-го ранга **(am3)** и их градиентов **(gr2)(gr3)**. Кроме этого, для каждого типа отдельно рассматривались месторождения, расположенные в следующих нефтегазоносных комплексах: **O-D_1, D_2-D_3f_1, D_3f_2-C_1t, C_1v-P_1, P_2-T.**

Рассмотрим наиболее перспективные по неотектоническим параметрам участки для поиска углеводородов на двух смежных с Тимано-Печорской плитой территориях - Южная часть Баренцевоморского бассейна (включая Печороморскую впадину) и Мезенская синеклиза.

Южная часть Баренцевоморского бассейна.

Данная территория является наиболее привлекательной, с точки зрения использования поисковых критериев Тимано-Печорского бассейна, поскольку является ее прямым продолжением на север. Помимо этого, на этой территории открыто ряд газовых и нефтяных месторождений, которые могут быть приняты в качестве эталонных для проверки качества предлагаемого прогноза.

Для Печороморской впадины характерны, главным образом, нефтяные и газоконденсатные месторождения. Эти месторождения приурочены, главным образом, к карбоно-триасовому стратиграфическому диапазону. На рассматриваемой территории известны следующие месторождения: Песчано-Озерское нефтяное месторождение, приуроченное к отложениям триаса, расположенное на восточной оконечности о.Колгуев; к этому-же стратиграфическому горизонту относится соседнее Ижимка-Тарское месторожденние; к югу от острова в карбонатных отложениях нижней перми-карбона открыто Поморское газоконденсатное месторождение; на юго-востоке Печороморской впадины обнаружены Северо-Гуляевское месторождение с газоконденсатной залежью в карбонатных породах нижней перми-карбона и нефтяной залежью в отложениях верхней перми; и Приразломное нефтяное месторождение, расположенное в карбонатных толщах нижней перми-карбона; на южном окончании Восточно-Баренцевоморского трога открыты Мурманское и Северо-Мурманское газовые месторождения.

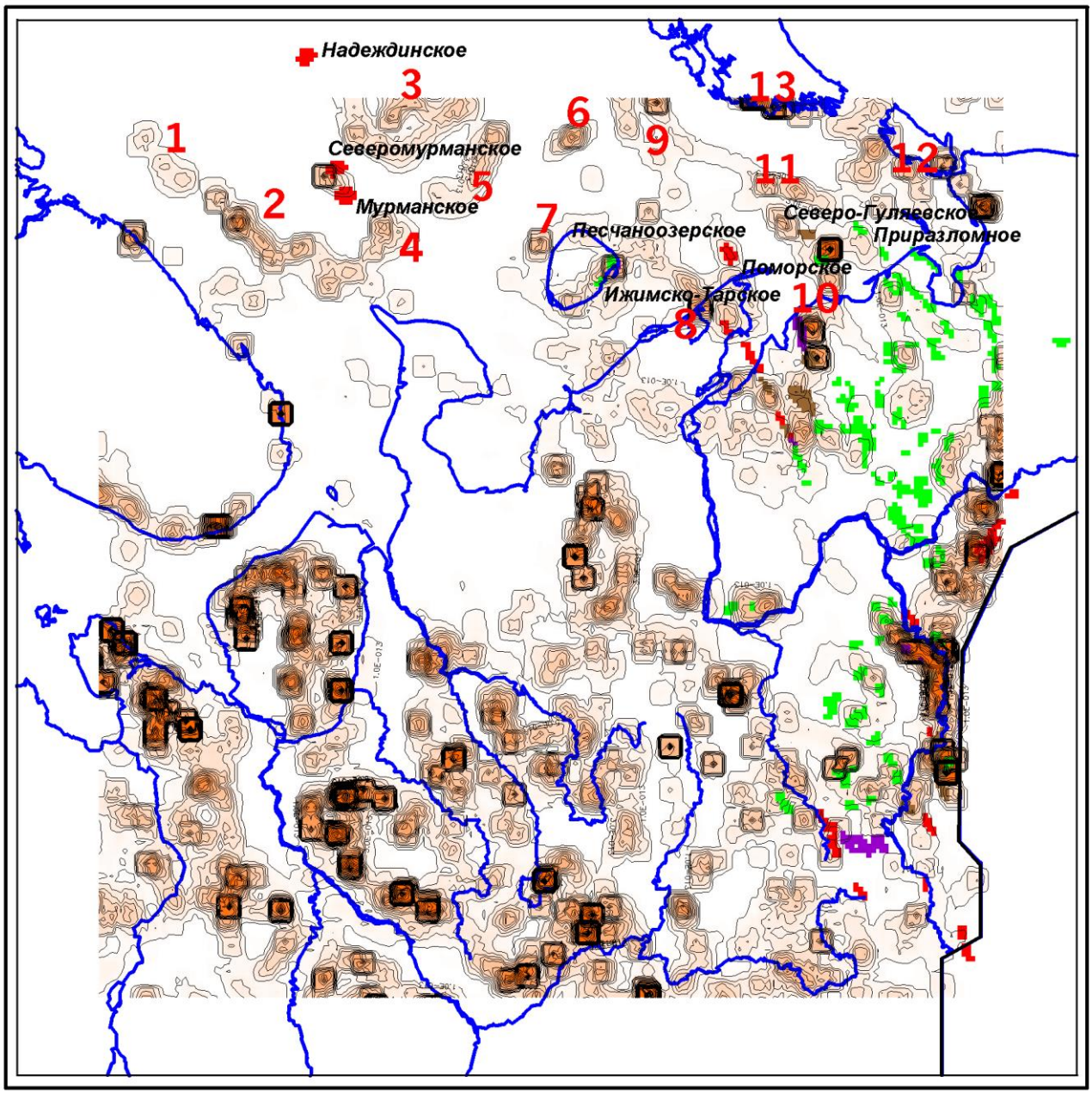
Рассмотрим полученные результаты на примере двух типов месторождений - нефьте-газоконденсатном и чисто нефтяном:

Нефте-газоконденсатные месторождения. Этот тип месторождений наиболее удачно спрогнозировал практически все известные месторождения южной части Баренцевоморского бассейна, точно указав на их местоположения. Это относится и к Мурманской и Северо-Мурманской площадям, и к Песчано-Озерской площади, и к Ижимка-Тарской, очень точно легло Поморское месторождение и достаточно хорошо легло Приразломное месторождение [Дмитриевская Т.В. и др., 1998]. Таким образом, данная прогнозная схема может рассматриваться как наиболее достоверная (Рис.64).

Помимо вышеперечисленных площадей с уже известными месторождениями, перспективными для поиска оказались следующие (с запада на восток): по комплексу $\mathbf{C_1v\text{-}P_1}$ и в чуть меньшем объеме по $\mathbf{P_2\text{-}T}$ выделяется западная оконечность Канинского поднятия (**2**); те же комплексы указывают на

центральную часть Южно-Баренцевоморского свода (**3**) и восточную часть Северо-Канинского мегапрогиба (**4**); только по **C_1v-P_1** комплексу выделяются участки вдоль западного борта Северо-Колгуевского прогиба (**5**). и северной оконечности Колгуевского свода (**6**); участки расположенные северо-западнее о.Колгуев (**7**), на южной часть Русско-Коровинского поднятия (**8**) и на западном и восточном борту Северо-Русского поднятия (**9**) - просматриваются и по **C_1v-P_1** и по **P_2-T** комплексам; слабо, но все же выражены по **C_1v-P_1** комплексу северное замыкание Колвинского прогиба (**10**) и северо-восточная часть Северо-Вангурейского поднятия (**11**); прибрежная часть о.Вайгач (вдоль западного побережья) (**12**) выявляется по комплексам **C_1v-P_1** и **P_2-T** возраста; наконец, северная часть Карской седловины (**13**) просматривается на схеме вероятности встречи нефте-газоконденсатных месторождений в **P_2-T** комплексе. Как видно из приведенного перечисления перспективных площадей осталось невыясненной возрастная принадлежность площади расположенной на Южной оконечности Северо-Кольского поднятия (**1**). Что касается перспективных участков выявленных по нефте-газоконденсатным месторождениям размещенным в более древних (**D_2-D_3f_1**, **D_3f_2-C_1t**) комплексах, то все они локализованы в южной части Тимано-Печорского бассейна.

<u>Нефтяные месторождения</u>.(Рис.65). Для этого типа месторождений наиболее благоприятными являются следующие площади: южная оконечность Северо-Кольского поднятия (**1**) - эта площадь слабо проявилась по **C_1v-P_1** - комплексу; несколько участков вдоль Северо-Мурманской впадины (**2**) также слабо проявлены, но уже по наиболее древнему **O-D_1** - комплексу; участки по периферии Северо-Канинского мегапрогиба (**3-5**) проявились с разной степенью выраженности практически во всех рассматриваемых комплексах, кроме **D_2-D_3f_1** ; западный и восточный борт Северо-Колгуевского прогиба (**6**) проявился фрагментами в **O-D_1** и **D_3f_2-C_1t** комплексах; возрастная приуроченность Поморского прогиба (**7**) осталась невыясненной; северные участки Усть-Печорской впадины (**8**) слабо проявились по критериям месторождений **O-D_1** нефтегазоносного комплекса; юго-западный борт



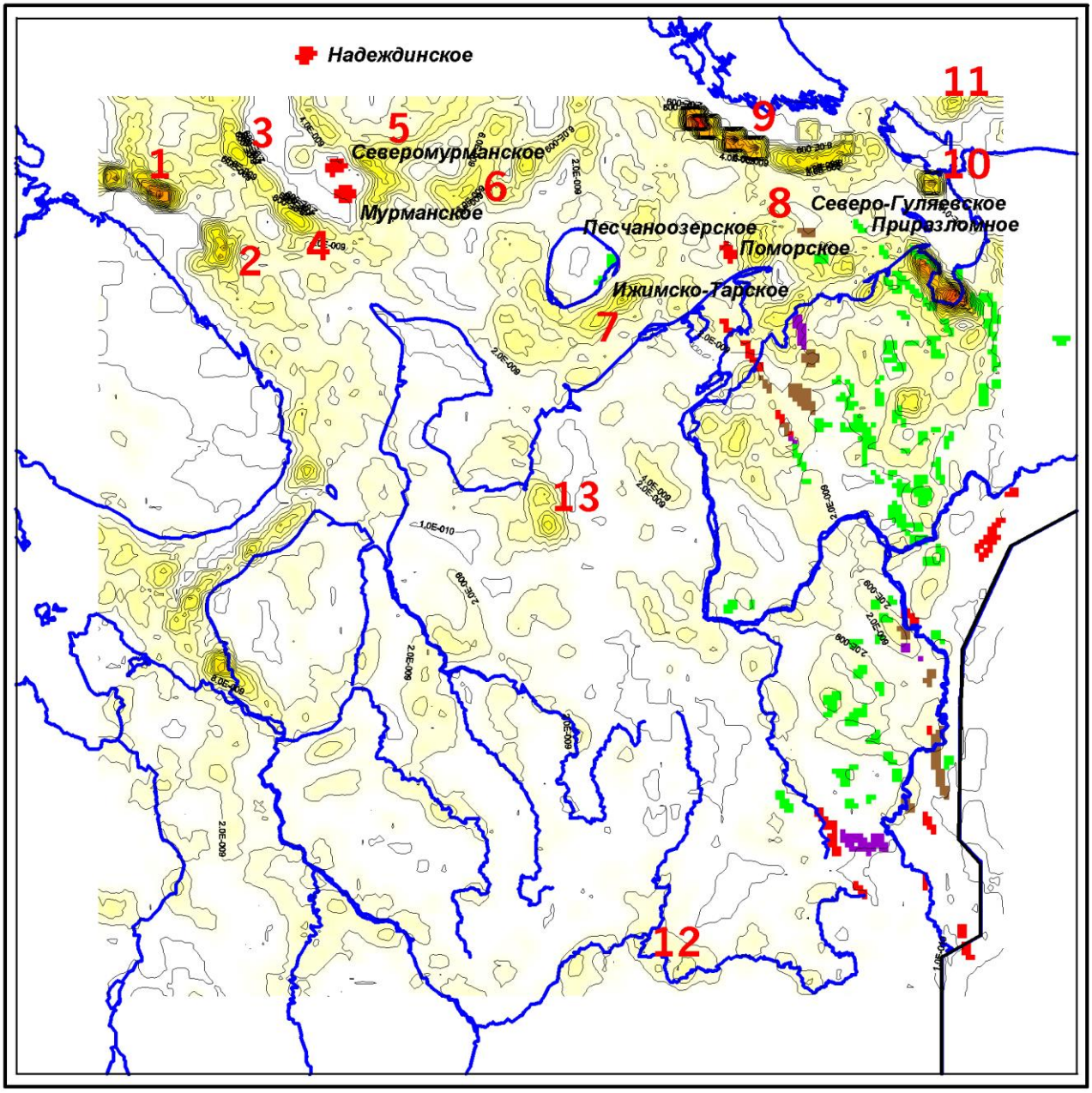
Условные обозначения:

0.02 - вероятность встречи нефте-газо-конденсатных месторождений

участки на которых известны месторождения

- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 64. - Схема вероятности встречи нефтегазоконденсатных месторождений по комплексу неотектонических данных.



Условные обозначения:

0.02 - вероятность встречи нефтяных месторождений

участки на которых известны месторождения

- газовые
- нефтяные
- нефте-газовые
- нефте-газо-конденсатные

Рисунок 65. - Схема вероятности встречи нефтяных месторождений по комплексу неотектонических данных.

Западно-Междушарской впадины (**9**) фрагментарно выделился по критериям месторождений обнаруженных в наиболее молодом **P_2-T** - комплексе; участок к западу от проливу Югорский Шар (**10**) слабо проявился по **D_2-D_3f_1** комплексу и отчетливо по **P_2-T**.

Мезенская синеклиза.

Как уже отмечалось перспективы газонефтеносности Мезенской синеклизы связаны с нижней частью осадочного чехла. Причем особый интерес представляют рифтовые зоны объединяющие системы грабенов фундамента. Таких участков на территории Мезенской синеклизы известно несколько: Онежско-Тоемский рифт, Лешуконско-Пинежский рифт, Усть-Мезенский рифт, Сафоновский рифт, Кировско-Кажимский рифт, северо-восточная часть Среднерусского авлакогена, а также участки глубокого погружения фундамента в районе Пешской впадины и вдоль западной границы Тимана. Рассмотрим полученные результаты для тех же типов месторождений, что и для Баренцевоморского бассейна.

***Нефте-газоконденсатные месторождения (Рис.64)*.** Для этого типа месторождений наиболее благоприятными будут следующие неотектонические структуры: серия весьма перспективных площадей протягивающихся вдоль западной границы Тиманского кряжа, часть из которых расположены под Западно-Тиманским надвигом выделяются по неотектоническим критериям **D_2-D_3f_1**, **D_3f_2-C_1t, C_1v-P_1** комплексов Тимано-Печорского бассейна; восточная часть Кулойского свода и центральная часть Кулойско-Пинежского прогиба выделяется по комплексу **C_1v-P_1** возраста; юго-западная часть Гаврилковского поднятия особенно сильно выявляется по **C_1v-P_1** комплексу; северо-западное и юго-западное обрамление Пучкомского поднятия перспективна для встречи нефте-газоконденсатных месторождений так же в **C_1v-P_1** комплексе; в пределах Уктымского поднятия выделяется несколько перспективных площадей, главным образом в пределах **C_1v-P_1** отложений; так же в качестве перспективной по неотектоническим критериям **D_2-D_3f_1**, **D_3f_2-C_1t, C_1v-P_1** комплексов можно выделить западную часть Нившерской ступени. Отметим,

что большая часть вышеперечисленных участков располагается в пределах древних рифтовых структур фундамента.

Нефтяные месторождения (Рис.65). С точки зрения ранговых неотектонических критериев Мезенская синеклиза представляется значительно менее перспективной территорией. Исключением являются: восточный борт Оминской впадины и северо-восточная часть Чешской впадины, которые достаточно четко выделяются по критериям наиболее древнего **O-D_1** - комплекса; несколько участков в пределах Сафонской ступени, так же выделяемые по критериям **O-D_1** - комплекса и **D_3f_2-C_1t, C_1v-P_1**, и **P_2-T** комплексов; юго-западная часть Нившерской ступени перпективная по критериям **D_3f_2-C_1t, C_1v-P_1**, и **P_2-T** комплексов.

Таким образом, мы видим, что перспективность Мезенской синеклизы для поиска газовых и нефтяных месторождений сильно различается. Если в целом территория Мезенской синеклизы по неотектоническим параметрам является весьма благоприятной для образования и сохранности газовых и газоконденсатных месторождений, то перспективные территории для поиска нефтяных месторождений расположены только на северо-востоке и ее южной оконечности. Полученные данные для газовых и газоконденсатных месторождений хорошо сопоставляются с результатами анализа сделанного по неотектоническим критериям Волго-Уральской области [Рябухина С.Г. и др., 1997].

Таким образом, из приведенного описания можно сделать три главных вывода. Во-первых, влияние неотектонических параметров на характер распределения углеводородов южной части Баренцевоморского бассейна настолько значимо, что позволяет с большой степенью уверенности прогнозировать месторасположение месторождений (положение всех известные месторождений было точно предсказано). Во-вторых, характер влияния неотектонических деформаций на нефтяные и газовые и газоконденсатные месторождения, принципиально отличается, что позволяет проводить прогнозное районирование для разных типов месторождений. И, в третьих,

неотектонические критерии нефтегазоносности полученные по месторождениям расположенным в разных нефтегазоносных комплексах также достаточно сильно отличаются (особенно для газовых и газо-конденсатных месторождений), что в свою очередь позволяет давать прогноз не только по площади, но и по глубине.

5.4 Прогноз газонефтеносности по степени нарушенности разрывными нарушениями рассматриваемой территории.

По результатам оценки влияния различных типов разломов на условия образования, аккумуляции и сохранности углеводородов можно выделить следующие участки Тимано-Печорского бассейна, благоприятные с позиций разломной тектоники для обнаружения в них газовых и нефтяных месторождений. Так, основными объектами поисков следует считать следующие. Зоны разломов непрерывного проявления (Припечорский, Илыч-Чикшинский, Шапкинский, Восточно-Колвинский и Варандейский).

В зоне Припечорского разлома:

Печоро-Кожвинский мегавал с целью поисков и подготовки к бурению локальных антиклинальных структур погребенного типа в отложениях ордовика-силура, среднего и верхнего девона;

a. юго-восточная часть Ижма-Печорской впадины и северная часть Омра-Лыжской седловины, прилегающие к Припечорскому разлому, с целью поисков ловушек биогенного типа в верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложениях и ловушек литологически и тектонически экранированных типов в нижних горизонтах осадочного чехла;

b. непосредственно сама зона разлома с целью поисков антиклинальных (меж- и надразломных) и тектонически экранированных залежей УВ.

В зоне Илыч-Чикшинского разлома:

c. восточная часть Ижма-Печорской впадины с целью поисков анти-клинальных структур в силурийских, девонских и пермско-каменноугольных

отложениях, ловушек биогенного, литологически и стратиграфически экранированных типов в отложениях девона-нижнего карбона;

d. западная часть внешнего борта Верхнепечорского прогиба с целью поисков антиклинальных структур, залежи тектонически и литологически экранированных типов в силурийско-девонских отложениях.

В зоне Восточно-Колвинского разлома:

e. северная часть Колвинского мегавала с целью поисков и подготовки к бурению антиклинальных структур в отложениях девона, силура и ордовика.

f. западная часть Хорейверской впадины, прилегающая к Восточно-Колвинскому разлому, с целью обнаружения малоамплитудных анти-клинальных структур в отложениях силура-перми, ловушек биогенного типа в верхнедевонских отложениях, а также, возможно, тектонически экранированных залежей в силурийско-девонских осадочных образованиях.

В Варандейской зоне разломов:

g. вал Сорокина с целью выявления ловушек антиклинального типа в силурийских и нижнедевонских отложениях;

h. восточная часть Хорейверской впадины с целью поисков ловушек биогенного и литологически экранированного типа в девонских отложениях.

2. Участки пересечения разломов непрерывного и раннего проявлений в пределах Печоро-Кожвинского и Колвинского мегавалов, вала Сорокина и Шапкина-Юрьяхинского вала с целью поисков рифогенных образований в верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложениях.

3. Зоны разломов раннего проявления в Ижма-Печорской, Денисовской и Хорейверской впадинах, благоприятные для выявления ловушек биогенного типа в отложениях верхнего девона-нижнего карбона, а также тектонически экранированных залежей УВ в нижних горизонтах осадочного чехла.

4. Зоны разломов раннего проявления, имеющие сдвиговую природу, на Малоземельско-Колгуевской моноклинали и в Хорейверской впадине для выявления погребенных локальных антиклинальных структур присдвигового типа и тектонически экранированных залежей в додевон-ских отложениях.

5. Разломы позднего проявления (позднепалеозойско-раннемезозойского возраста) в центральных и внутренних зонах Верхнепечорского, Косью-Роговского и Коротаихинского прогибов, благоприятные для обнаружения линейных антиклинальных структур навешенного типа, а также погребенных (поднадвиговых) поднятий.

5.5 Прогноз газонефтеносности по комплексу разновозрастных ранговых тектодинамических параметров.

Местоположение перспективных площадей, полученных с помощью разновозрастных тектодинамических критериев, можно значительно уточнить, если использовать эти критерии в комплексе друг с другом. В этом случае, на прогнозных схемах перспективные участки становятся более локализованными.

Рассмотрим наиболее перспективные по 16-ти тектодинамическим параметрам участки для поиска нефтегазоконденсатных и чисто нефтяных месторождений на территории южной часть Баренцевоморского бассейна (включая Печороморскую впадину). В качестве тектодинамических критериев выступают: глубины поверхности фундамента, структуры поверхности фундамента 2-го и 3-го ранга, градиенты глубин и структур поверхности фундамента 2-го и 3-го ранга, глубины поверхности нижнепермских отложений, структуры поверхности нижней перми 3-го ранга и их градиенты, амплитуды неотектонических движений и их градиенты, неотектонические структуры 2-го и 3-го ранга, градиенты амплитуд неотектонических движений 2-го и 3-го ранга.

<u>Нефтегазоконденсатные месторождения (Рис.66).</u> Перспективными для поиска оказались следующие структуры (с запада на восток): по комплексам **D_3f_2-C_1t , C_1v-P_1** и **P_2-T** выделяется площадь расположенная на северо-западе о.Колгуев (**1**); на восточном окончании о-ва Колгуев оконтурилась площадь (**2**), в пределах которой известно Песчаноозерское нефтегазоконденсатное месторождение, приуроченное к отложениям триаса; участок (**3**)

расположенный северо-восточнее о-ва Колгуев, практически на границе Усть-Печорской депрессии и Куренцовской ступени, выделяется по **C_1v-P_1** и **P_2-T** комплексам; участок (**4**) находится в пределах Удачной ступени, практически на простирании Песчаноозерского месторождения; довольно обширная площадь (**5**) выделяется по границе Чернореченской депрессии и северной части Гуляевской ступени по **C_1v-P_1** нефтегазоносному комплексу (в пределы данной площади попадает Северо-Гуляевское месторождение с газоконденсатной залежью в карбонатных породах нижней перми-карбона и нефтяной залежью в отложениях верхней перми), и, наконец, еще восточнее намечается участок (**6**) в пределах Мореюской депрессии.

Нефтяные месторождения(Рис.67). Для этого типа месторождений наиболее благоприятными являются следующие структуры: площади (**1 и 2**) , находящиеся на востоке и северо-востоке о-ва Колгуев (соответствуют участкам выделенным для нефтегазоконденсатных месторождений) проявились практически во всех анализируемых нефтегазоносных комплексах; площадь (**3**) выделяется в пределах центральной части Малоземельско-Колгуевской моноклинали по **D_2-D_3f_1** и **P_2-T** комплексам; площадь (**4**) находится в пределах восточной части Удачной ступени, проявилась по всем нефтегазоносным комплексам; площадь (**5**) расположилась в центральной части Усть-Печорской депрессии, проявляется, главным образом, по **P_2-T** комплексу; площадь (**6**) находится в пределах центральной части Поморского вала, она проявились по критериям месторождений **O-D_1** нефтегазоносного комплекса; площадь (**7**) выделилась на севере Чернореченской депрессии по **P_2-T** нефтегазоносному комплексу; и, наконец, обширная площадь (**8**), занимающая часть Гуляевской ступени, Мореюской депрессии и Саембой-Лекейягинского вала (отметим, что в пределах данной площади известны Приразломное и Варандейское море нефтяные месторождения, расположенные в карбонатных толщах нижней перми-карбона.)

Таким образом, совместное применение тектодинамических критериев, полученных при анализе структуры поверхности фундамента, структуры

поверхности кровли нижнепермских отложений и при рассмотрении неотектонических данных, позволяет значительно уточнить местоположение площадей перспективных для поиска газовых и нефтяных месторождений.

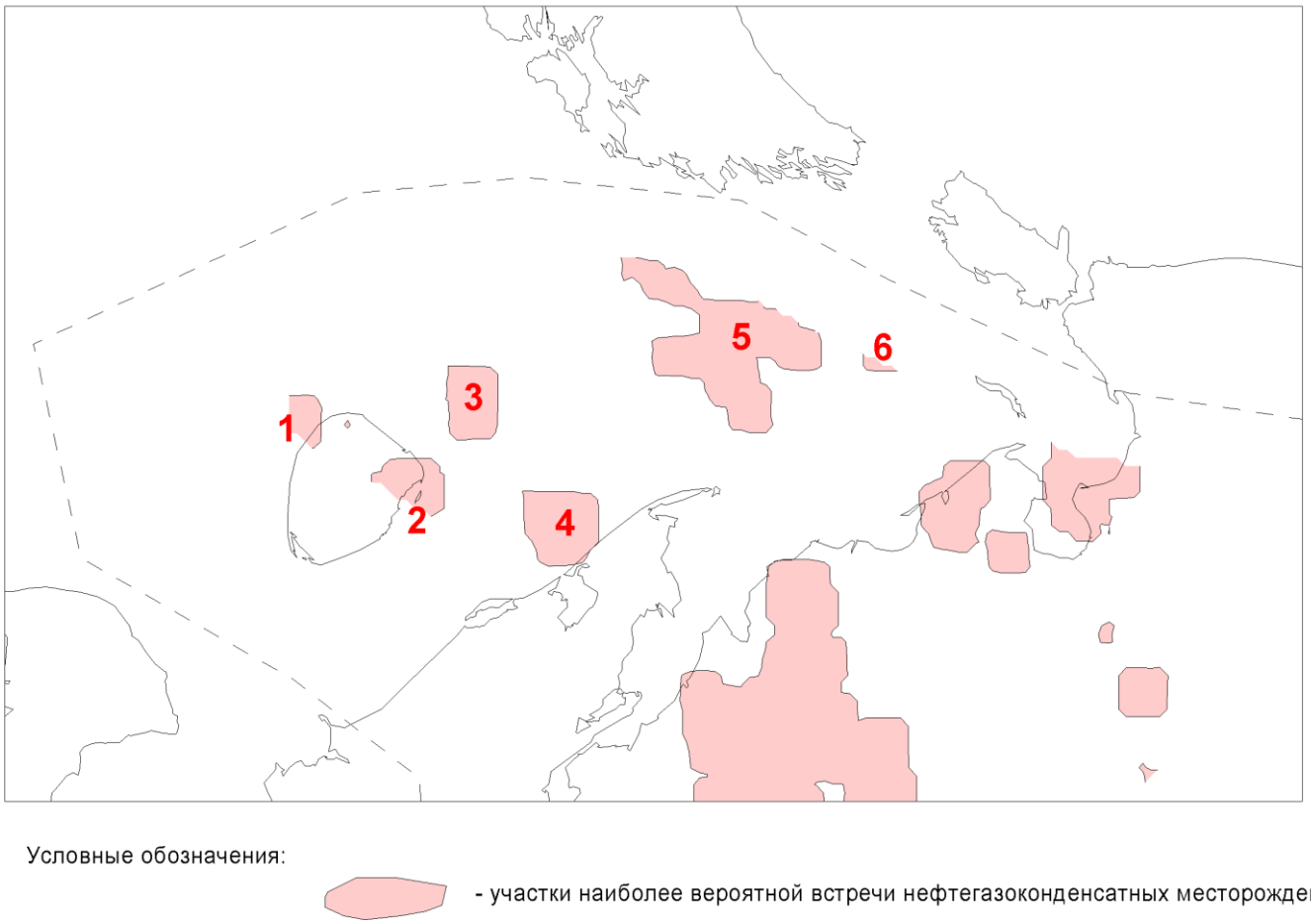


Рисунок 66. - Прогнозная схема наиболее перспективных участков для встречи нефтегазоконденсатных месторождений в южной части Баренцевоморского бассейна по 16-ти тектодинамическим параметрам (структура фундамента, кровля нижнепермских отложений, неотектоника).

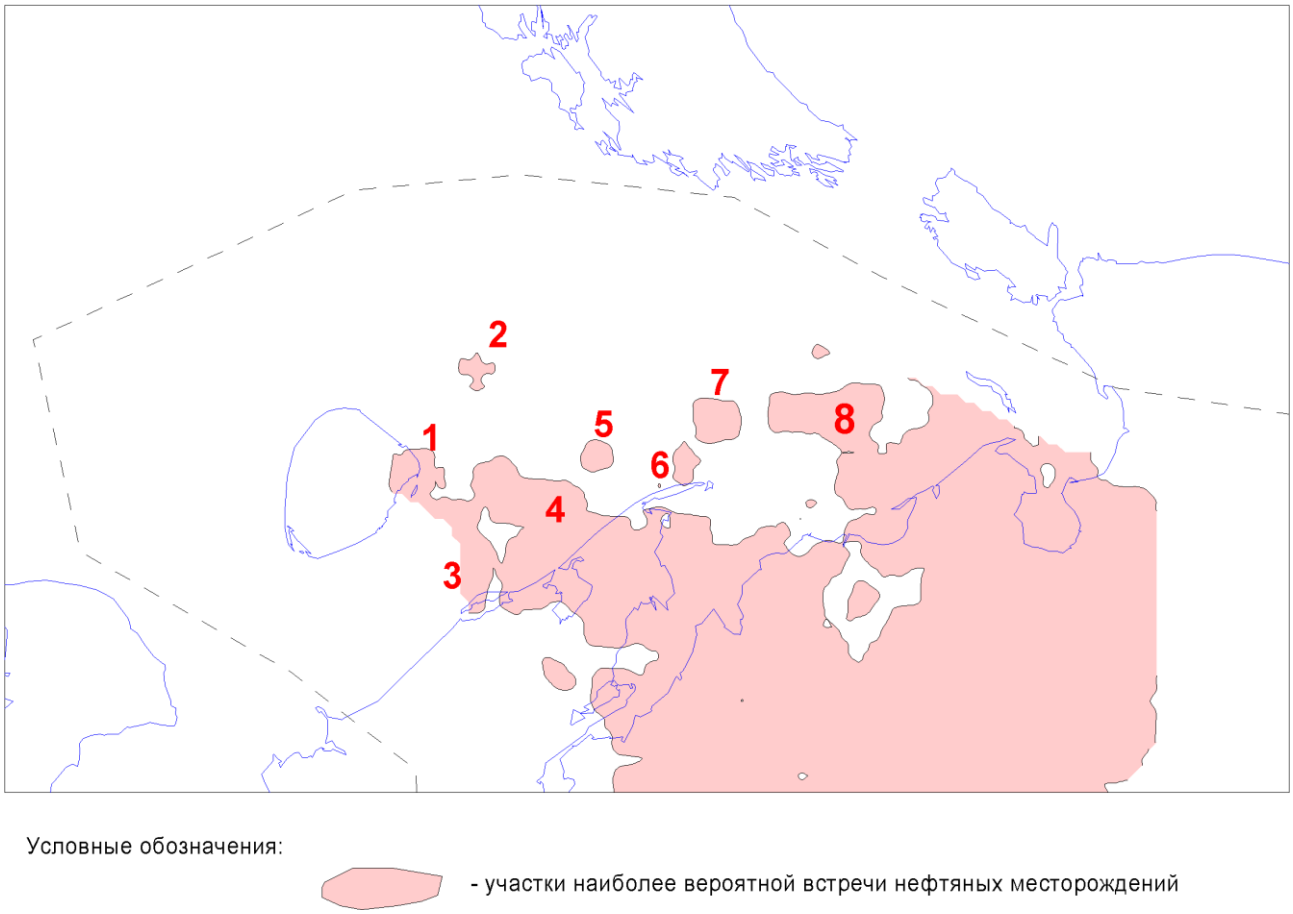


Рисунок 67. - Прогнозная схема наиболее перспективных участков для встречи нефтяных месторождений в южной части Баренцевоморского бассейна по 16-ти тектодинамическим параметрам (структура фундамента, кровля нижнепермских отложений, неотектоника).

Заключение

Основные результаты научных исследований по данной теме можно сформулировать следующим образом:

1. На основании выявленной упорядоченности, иерархии, в распределении тектонических структур построены ранговые карты поверхности фундамента, нижнепермских отложений, неотектонических движений для территории Севера Европейской части России в масштабе 1:1 000 000. Построены производные от этих карт (карты градиентов).
2. Рассмотрен характер тектонической раздробленности изучаемой территории, выявлены ранги разрывных нарушений и характер их распределения по площади. Показана связь между тектоническими разрывами и газонефтеносностью Тимано-Печорского осадочного бассейна. Выявлены участки благоприятные с точки зрения разломной тектоники для обнаружения месторождений газа и нефти.
3. Предложена системная модель структурообразования осадочных бассейнов Европейской части России.
4. Исследовано влияние структур поверхности фундамента, поверхности нижнепермских отложений и новейшей тектоники на характер распределения нефтяных и газовых месторождений Тимано-Печорского бассейна. Установлены различия в характере распределения месторождений разного типа в зависимости от вышеуказанных структур. Показано, что ранговый подход к рассмотрению структурных поверхностей позволяет выявить скрытые закономерности в характере их влияния на размещение углеводородов.
5. Выявлен комплекс наиболее благоприятных тектодинамических критериев для обнаружения газовых и нефтяных месторождений. Рассмотрено более 300 зависимостей, полученных в результате проведенного сопоставления известных месторождений нефти и газа Тимано-Печорской провинции с ранговыми тектодинамическими

параметрами для месторождений разных типов, расположенных в 5-ти нефтегазоносных комплексах. Установлено, что характер влияния тектодинамических параметров на нефтяные и газовые месторождения, принципиально отличается, что позволяет проводить прогнозное районирование территорий для разных типов месторождений. Помимо этого, тектодинамические критерии газонефтеносности, позволяют делать прогноз не только по площади, но и по глубине.

6. Выполнены построения карт вероятности встречи газовых, нефтегазовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений для $O\text{-}D_1$, $D_2\text{-}D_3f_1$, $D_3f_2\text{-}C_1t$, $C_1v\text{-}P_1$, $P_2\text{-}T$ нефтегазоносных комплексов по следующим тектодинамическим параметрам:
   - ✓ структурная поверхностей фундамента, ее ранговые составляющие и их градиенты;
   - ✓ структурная поверхность кровли нижнепермских отложений ее ранговые составляющие и их градиенты;
   - ✓ структурная поверхность подошвы четвертичных отложений ее ранговые составляющие и их градиенты.
7. Построены комплексные прогнозные карты газонефтеносности Европейской части России, выполненные на основе системной модели структурообразования осадочных бассейнов масштаба 1:1000000 с учетом всех рассмотренных тектодинамических параметров на которых оконтурены наиболее перспективные участки и даны значения условной вероятности встречи месторождений разных типов.
8. Разработан комплекс методов, позволяющий проводить районирование территорий с целью выявления наиболее благоприятных по тектодинамическим параметрам участков для обнаружения газовых и нефтяных месторождений (с учетом их типа и местоположения в разрезе)

Список литературы.

1. Николаев П.Н., Зайцев В.А. Комплексирование неотектонических критериев нефтегазоносности Западно-Сибирской плиты. В сб. "Комплексирование аэрокосмических, сейсмических, геохимических и скважинных геофизических методов при поиске и разведке нефти и газа". М., 1986.
2. Дьяконов А.И., Белый Н.И. Тектонодинамические критерии раздельного прогноза нефтегазоносности. - М., ВНИИОЭНГ, 1993.
3. Рябухина С.Г., Дмитриевская Т.В., Зайцев В.А. Влияние неотектонических движений на нефтегазоносность южной части Баренцевоморского бассейна. «Геология нефти и газа», №8, 1998,с.12-18.
4. Дмитриевская Т.В., Дворецкий П.И., Зайцев В.А., Пономарев В.А., Рябухина С.Г. Неотектонические критерии прогнозирования газонефтяных структур северной части Русской плиты. Газовая промышленность. Серия: Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. ИРЦ Газпром. М. 1998. 58с.
5. Дмитриевская Т.В., Дворецкий П.И., Зайцев В.А., Пономарев В.А., Рябухина С.Г. Влияние амплитуд неотектонических движений на характер распределения нефтяных и газовых месторождений по разрезу Тимано-печорского бассейна. «Геология нефти и газа»,9-10,1999,с.3-6.
6. Безматерных Е.Ф., Сенин Б.В., Шипилов Э.В. и др. Осадочный чехол Западно-Арктической метаплатформы (тектоника и сейсмостратиграфия). - Мурманск, 1993. -184с.
7. Тектоническая карта Баренцева моря и севера Европейской части России масштаба 1:2500000. Под ред. Н.А. Богданова, В.Е.Хаина, 1996г.
8. Нефтегазоносность и геолого-геофизическая изученность Тимано-Печорской провинции: история, современность, перспективы: Монография. - Ухта: УхтГТУ, 1999. -1062с.

9. Н.А.Малышев Тектоника, эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов Европейского Севера России. Екатеринбург: УрО РАН. 2002г.
10. Аэрокосмические методы геологических исследований. Под. Ред. А.В.Перцова, Спб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000г, 316с.
11. Николаев П.Н. Методика тектодинамического анализа. – М.: Недра,1992. 295с.
12. Рыжов И.Н. Неотектоника Европейского Севера СССР. Л.: Наука,1988.
13. Магницкий А.А., Грачев А.Ф., Бронгулеев В.В. О связи современных и новейших движений земной коры с глубиной залегания фундамента Восточно-Европейской платформы // Проблемы неотектоники и современной динамики литосферы. Таллин, 1982. Ч. 1. с. 136-139.
14. Витязь В. И. Периодичность размещений геологических структур платформенных областей Сибири. М., 1982. 176 с
15. Рябухина С.Г., Дмитриевская Т.В., Зайцев В.А. Выявление неотектонических параметров, связанных с нефтегазоносностью северо-западной части Русской плиты. Тез. Докладов научно-практической конференции «Малоизученные нефтегазоносные комплексы Европейской части России (прогноз нефтегазоносности и перспективы освоения)», Москва. ВНИГНИ, 1997г.
16. Рябухина С.Г., Дмитриевская Т.В., Зайцев В.А. Использование ранговых неотектонических критериев для прогноза нефтегазоносности Севера Русской плиты. Тез. докладов 2-й научно-технической конференции “Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России. ГАНГ им.И.М.Губкина, 1997г.

Зайцев В.А.

Тектодинамическая модель осадочных бассейнов Европейского Севера России и прогноз нефтегазоносности

Издательство «Перо»
109052, Москва, Нижегородская ул., д. 29-33, стр. 27, ком. 105
Тел.: (495) 973-72-28, 665-34-36
Подписано к использованию 23.03.2021.
Объем Мбайт. Электрон. текстовые данные. Заказ 234.