

## К построению флюидо-динамической модели Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения Ямала (по результатам ДФМ-интерпретации сейсмических данных)

В. Б. Писецкий<sup>1</sup>, К. С. Иванов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Уральский государственный горный университет, 620144, г. Екатеринбург, ул. Куйбышева, 30,  
e-mail: pisetski@yandex.ru

<sup>2</sup>Институт геологии и геохимии УрО РАН, 620016, г. Екатеринбург, ул. Акад. Вонсовского, 15,  
e-mail: ivanovks@igg.uran.ru

Поступила в редакцию 13.09.2018 г., принята к печати 12.11.2018 г.

**Объект исследований.** Идея прогноза параметров флюидодинамического состояния основана на представлениях, связывающих процессы седиментации, тектоногенеза и флюидных течений в активную флюидодинамическую модель системы “осадочный чехол–фундамент”. В таких моделях основные флюидодинамические параметры нефтегазоносных коллекторов – проницаемость и вектор течения флюида – функционально связаны с компонентами современного напряженного состояния породного массива с дискретной (блоковой) структурой и могут быть рассчитаны технологией ДФМ-интерпретации. **Материалы и методы.** Впервые исследовались данные по Новопортовскому нефтегазоконденсатному месторождению Ямала, где палеозойский фундамент, вскрытый на глубине 2700–3200 м, представлен преимущественно метаморфическими сланцами и мраморизованными известняками и перекрыт осадками платформенного чехла начиная с раннеюрского возраста. Прогноз параметров современных геодинамических процессов построен на тектонофизическом анализе всей совокупности геолого-геофизических данных. ДФМ-технология трактует упругие модули реальных сред как функцию не только вещественного состава, но и дискретности горных пород, давления и трения (фазового состава флюида). **Результаты.** Основные оси неотектонической активности плитного комплекса разбивают изучаемую территорию на вполне закономерную блоковую систему, которая отображает правосторонний сдвиг фундаментных блоков, что, в свою очередь, предопределяет сдвиг блоков в плитном комплексе с разворотом оси сдвига на 30°. Наиболее значимые по притокам нефти и газа скважины определенным образом связаны с данной схемой блоковой активности: практически все высокодебитные скважины пробурены в активных осевых зонах. **Выводы.** Найденная схема блоковой активности удовлетворяет общим принципам геодинамики, соответствует региональной геодинамической ситуации и находит независимое подтверждение в тектонофизическом анализе комплекса различных геолого-геофизических данных. Модель оценок аномальных давлений по основным продуктивным интервалам явным образом соответствует распределению продуктивности скважин по нефти и газу и, таким образом, может быть принята за основу при проектировании схем разработки месторождения с учетом всего остального комплекса структурных и литологических параметров. Контактные зоны активных блоков представляют особый интерес для размещения высокодебитных скважин и для учета этих высокопроницаемых зон в схемах разработки залежей газа. Структура месторождения во многом определяется достаточно молодыми подвижками блоков фундамента, деформирующими и отложения платформенного чехла.

**Ключевые слова:** Ямал, Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение, динамика флюида, чехол, фундамент, геология, геофизика

## Development of a fluid-dynamical model (DFM) of the Yamal Novoportovsky oil- and gas-condensing deposit (based on DFM seismic data interpretation)

Vladimir B. Pisetski<sup>1</sup>, Kirill S. Ivanov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Ural State Mining University, 30 Kuibyshev st., Ekaterinburg, 620144 Russia,  
e-mail: pisetski@yandex.ru

<sup>2</sup>A.N. Zavaritsky Institute of Geology and Geochemistry, Urals Branch of RAS,  
15 Acad. Vonsovsky st., Ekaterinburg, 620016 Russia, e-mail: ivanovks@igg.uran.ru

Received 13.09.2018, accepted 12.11.2018

**Для цитирования:** Писецкий В.Б., Иванов К.С. (2019) К построению флюидо-динамической модели Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения Ямала (по результатам ДФМ-интерпретации сейсмических данных). *Литосфера*, 19(5), 752–766. DOI: 10.24930/1681-9004-2019-19-5-752-766

**For citation:** Pisetski V.B., Ivanov K.S. (2019) Development of a fluid-dynamical model (DFM) of the Yamal Novoportovsky oil- and gas-condensing deposit (based on DFM seismic data interpretation). *Litosfera*, 19(5), 752–766. DOI: 10.24930/1681-9004-2019-19-5-752-766

© В.Б. Писецкий, К.С. Иванов, 2019

**Research subject.** The idea of forecasting fluid-dynamical parameters is based on the views connecting the processes of sedimentation, tectonogenesis and fluid flows into an active fluid-dynamical model of the “sedimentary cover–basement” system. In such models, main fluid-dynamical parameters of oil and gas collectors, i.e. penetration and the vector of the fluid flow, are functionally connected with the components of the current state of the rock massif having a discrete (block) structure. These parameters can be calculated using DFM-interpretation technology developed by the authors in their previous works. **Materials and methods.** For the first time, DFM results are provided for the Yamal Novoportovsky oil- and gas-condensing deposit. Here, the paleozoic basement stripped at a depth of 2700–3200 m is largely represented by metamorphic schists and marbled limestones. The basement has been covered by sediments and a platform cover since the early Jurassic age. The forecast of parameters describing modern geodynamical processes was performed on the basis of a comprehensive tectonophysical analysis of major geological and geophysical data. **Results.** The main axes of the neo-tectonic activity of the plate complex break the area under study into a quite regular block system that reflects a right-sided shift of fundamental blocks, that, in its turn predetermines the block shift in plate complex with the turn of the shift axis by 30 degrees. The most significant oil and gas holes in terms of influx demonstrate a connection with the described scheme of block activity. Thus, practically all high-debit boreholes were drilled in active axial zones. **Conclusion.** The proposed scheme of block activity satisfies the general principles of geodynamics. The developed model of abnormal pressure estimations by main productive intervals shows a good agreement with the distribution oil- and gas boreholes in terms of productivity. Contact zones of active blocks present a particular interest from the standpoint of selecting the location of high-debit boreholes. These zones should be taken into account when developing new oil and gas deposits.

**Keywords:** *Yamal, Novoportovsky oil- and gas-condensing deposit, the fluid dynamics, cover, basement, geology, geophysics*

#### Acknowledgements

The authors are grateful for the help to colleagues V.I. Samsonov and A.E. Zudilin.

*This article was prepared for publication with the support of the Russian Foundation for Basic Research (project No. 18-05-70016).*

## ВВЕДЕНИЕ

И научные, и практические (нефтегазовые) исследования осадочных бассейнов свидетельствуют о фундаментальном значении геодинамических процессов в земной коре для формирования месторождений углеводородов. Многие концепции генезиса месторождений углеводородов [Соколов, Абля, 1999; и др.] базируются на современном блоковом процессе тепломассопереноса, при котором обеспечивается логическая цепь *генерация–миграция–аккумуляция* флюидной смеси. Идея прогноза параметров флюидодинамического состояния осадочного бассейна основана на представлениях [Писецкий, 1998, 2005; Писецкий, Крылатков, 2005; и др.], связывающих процессы седиментации, тектоногенеза и флюидных течений в активную флюидодинамическую модель системы “осадочный чехол–фундамент”. В таких моделях основные флюидодинамические параметры нефтегазоносных коллекторов – **проницаемость и вектор течения** флюида – функционально связаны с компонентами современного напряженного состояния породного массива с дискретной (блоковой) структурой. В свою очередь, упругие модули породного массива с дискретной структурой в объеме, соизмеримом с длиной сейсмической волны, оказываются зависимыми от знака и величины компонент упругих напряжений (геодинамического фактора) и фазового состава флюида (фактора смазки). Таким образом, рассматриваемая модель упругих дискретных сред является вполне изучаемым объектом сейсмических исследований. Данные о них

могут быть положены в основу развития методик и технологий прогноза относительных значений проницаемости и направления флюидного потока в пределах разреза осадочного чехла и фундамента по параметрам сигналов отраженных волн (технологии ДФМ-интерпретации [Писецкий, 1998; Писецкий и др., 2002; и др.]).

В данной статье приводятся первые результаты ДФМ-интерпретации (объем обработки 810 трасс) данных 3D МОГТ по Новопортовскому месторождению и прогноза основных параметров современного геодинамического процесса плитного и фундаментного комплексов, которые на следующем этапе исследований могут явиться основой для разработки детальных флюидодинамических моделей по основным продуктивным интервалам этого месторождения.

## ГЛАВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ НОВОПОРТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, на территории ЯНАО, а точнее – в юго-восточной части п-ова Ямал, в 250 км к северу от г. Надым, в 30 км от побережья Обской губы. Новопортовское месторождение было открыто 24 декабря 1964 г., когда из скважины № Р-50 “Главтюменьгеологии” забил мощный фонтан газа с суточным дебитом более 1 млн м<sup>3</sup>. Сейчас на месторождении пробурено более 100 скважин, его геологическое строение опи-



сано в многочисленных отчетах и публикациях. Месторождение запущено в эксплуатацию “Газпромом” (оператор проекта ООО “Газпромнефть-Ямал” – дочернее общество ПАО “Газпром нефть”) в 2009 г. Первый танкер с нефтью Новопортовского месторождения прошел через терминал “Ворота Арктики” в 2016 г. Месторождение имеет площадь около 450 км<sup>2</sup> и является одним из самых крупных разрабатываемых месторождений в ЯНАО. Извлекаемые запасы месторождения оцениваются по категории C<sub>1</sub> и C<sub>2</sub> – более 250 млн т нефти и конденсата, а также более 320 млрд м<sup>3</sup> газа (с учетом палеозойских отложений) [<http://www.ntc.gazprom-neft.ru>]. Палеозойский фундамент вскрыт на глубине 2700–3200 м. На нем несогласно залегают осадки платформенного чехла начиная с раннеюрского возраста. Породы фундамента представлены преимущественно метаморфическими сланцами и мраморизованными известняками. В пределах месторождения уже выявлено не менее 5 газовых, 3 газонефтяных, 2 газоконденсатных и 15 газоконденсатонефтяных залежей пластово-сводового, массивного и литологически экранированного типов.

Сообщалось [<http://www.ntc.gazprom-neft.ru>, 12 июля 2017], что “Газпром нефть” создает интегрированную (комплексную) цифровую модель Новопортовского месторождения, которая объединит три ключевых блока данных – блок геологии и разработки месторождения, блок добычи, к которому относятся конструкции и глубинное оборудование скважин, и блок наземной инфраструктуры. “На основании результатов численных расчетов новой модели будет сформирован комплекс оптимальных решений по дальнейшему развитию проекта “Новый порт”. Очевидно, что флюидодинамическая модель должна быть одной из ключевых составляющих итоговой цифровой модели месторождения. Однако, по крайней мере в открытой печати, практически нет результатов флюидодинамических исследований по данному району. Некоторым исключением в этом плане являются работы А.В. Горевой [2010; и др.], однако и здесь флюидодинамические исследования проводились лишь на основании гидрогеологических данных и (опять же, по крайней мере, в открытой печати) без каких-либо графических материалов, т.е. “на словах”. А.В. Горева, в частности, отмечает, что “полости в карбонатных породах палеозоя Новопортовского месторождения формировались вдоль древних разломов северо-восточного простирания и усиливались в местах их пересечения с субмеридиональными разломами, что может говорить о дренирующей роли этих разломов”. (На начальном этапе исследований Новопортовского месторождения, примерно до 1986 г., роль разломов вообще отрицалась.)

К близким выводам о большой роли разломов в структуре месторождения пришли и В.А. Скоробогатов с соавторами [2003]: “...единственно пра-

вильным является вывод о мощной импульсной дегазации недр Новопортовского месторождения по системе разломов, которые становились максимально проводящими в моменты оживления тектонических движений и вновь теряли флюидопроводящие свойства в периоды тектонического покоя. ... Вместе с тем необходимо учитывать современную изолирующую роль большинства разломов в объеме осадочного чехла Новопортовского месторождения. Проводящими (для газа) и полупроводящими (для нефти) они становились только в кратковременные эпохи тектонических движений (практически мгновенных подвижек), в частности в неогеновый период. В стадии относительного покоя происходило быстрое заживление трещин вторичными минералами, обычно кальцитом, или их захлопывание в толщах недоуплотненных глин”. Однако представления о строении фундамента в районе месторождения сильно различаются у подавляющего большинства авторов [Бочкарев и др., 2000, 2010; Исаев, 2010; Скоробогатов и др., 2003; и др.].

#### МЕТОДИКА ДФМ-ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ 3D МОГТ НА НОВОПОРТОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Целью работы является оценка параметров современных геодинамических процессов плитного и фундаментного комплексов п-ова Ямал в районе Новопортовского месторождения для уточнения положения нефтегазоносных контуров в основных продуктивных интервалах осадочного бассейна.

Общая методическая концепция, положенная в основу прогноза параметров современных геодинамических процессов осадочного бассейна, построена на последовательном тектонофизическом анализе следующих исходных данных:

- итогового сейсмического куба, полученного с применением процедуры PSDM (предварительная миграция по сейсмограммам ОГТ);
- совокупности дизъюнктивных элементов, обнаруженных в результате выполнения стандартных процедур тектонической интерпретации временных разрезов на предыдущих этапах интерпретации;
- матриц  $T_0$  по серии отражающих горизонтов;
- структурных карт по основным отражающим горизонтам;
- сейсмических атрибутов, найденных по процедурам AVO и сейсмической инверсии;
- результатов испытаний разведочных и эксплуатационных скважин;
- магнитного поля;
- космических снимков (база данных LANDSAT).

Конечной целью геодинамического анализа всей обозначенной совокупности данных является

разработка модели неотектонических процессов, охватывающих систему “чехол–фундамент”. Такая модель представляет собой блоковую структуру на нескольких масштабных уровнях (блоковые схемы на уровне плитных комплексов осадочного чехла и фундамента), наложенную на интервальные или погоризонтные карты относительных оценок аномальных давлений. Неотектоническая модель в таком виде представляет собой физическую основу для формулировки гипотез об источниках миграции нефти и газа по следующим позициям:

- контакты блоков с разной текущей геодинамической активностью представляют собой узкие вертикальные зоны повышенной дезинтеграции пород, в которых может наблюдаться максимальная миграция флюидных смесей в виде восходящих или огибающих потоков;

- области максимального скопления флюидной массы совпадают с областями максимальной разгрузки компонент напряжений (относительно нормального литостатического состояния) в пределах продуктивных интервалах разреза осадочного чехла и фундамента.

На первом этапе ДФМ-интерпретации реализуется процедура трансформации исходного сейсмического куба в куб оценок аномальных давлений. С технологической точки зрения эта методика достаточно детально описана в работах [Писецкий, 1998; Писецкий и др., 2002] (см. также [Писецкий, 2005а, б; Иванов и др., 2013, 2016]).

ДФМ-технология трактует упругие модули реальных сред как функцию не только вещественного состава, но и дискретности горных пород, давления и трения (фазового состава флюида). Следовательно, логика интерпретации сейсмических откликов слоистых сред осадочного генезиса на этой основе может быть построена на следующих двух основополагающих принципах.

*1. Генезис и вещественный состав пород вдоль одного и того же стратиграфического интервала определяют дискретную структуру осадочных отложений.*

В такой ситуации (наиболее распространенной) нам необходимо исключить из сейсмического отклика ту компоненту, которая является постоянной или плавно меняющейся величиной для одного и того же отражающего горизонта, а остаточная компонента может быть связана с изменением давления или трения (геодинамический фактор). Динамика достаточно большого блока осадочного чехла с регулярной геометрией более-менее постоянна, а трение может измениться в локально ограниченном объеме этого же блока (смена воды на нефть или на газ). Поэтому выявление отличий эффектов аномальных давлений, порожденных современной блоковой динамикой, от эффектов, связанных с изменением фазового состава флюида, представляется вполне решаемой проблемой.

*2. Структура поля аномального давления в любых горизонтальных и вертикальных сечениях бассейна должна соответствовать геометрическим и динамическим параметрам современной блоковой реакции осадочного чехла на эволюцию напряженного состояния фундамента.*

Если удалось корректно исключить составляющую волнового поля, связанную с постоянством дискретной структуры осадочных отложений и их вещественного состава, то в остатке мы должны получить такую составляющую аномального отклика сейсмических сигналов, которая соответствует регулярному блоковому принципу реакции осадочного чехла на активное напряженное состояние фундамента.

Как только появились первые результаты высококачественных сейсмических съемок 3D, сразу же была обнаружена некая прямолинейность изменчивости мгновенных амплитуд и частот в волновом поле в его горизонтальных и вертикальных сечениях (конец 1980-х гг.). Естественно, подобная регулярность атрибутов сейсмических сигналов может быть хорошо заметна “на глаз” только в условиях высокой однородности структуры и свойств верхней части разреза. Заметим, что как раз изменчивость структуры и свойств самой верхней части разреза так или иначе порождена современными геодинамическими процессами. Эти обстоятельства необходимо учитывать при построении основных элементов модели современного геодинамического состояния осадочного бассейна.

Принцип регулярности динамического состояния осадочного чехла чаще всего определяется трехслойной моделью: *активный интервал фундамента, осадочный твердый чехол, рыхлый поверхностный слой*. Каждый из названных слоев отделен друг от друга фрикционными границами (слоями), что и определяет разделение основного твердого слоя осадочного чехла на правильную блоковую структуру определенной пространственной ориентации. Данное утверждение справедливо при условии плоскопараллельной системы в рамках многоярусной тектоники плит (Л.И. Лобковский, А.М. Никишин, В.Е. Хаин и др.) [Лобковский, 1988; Лобковский и др., 2004; и др.]. Если по каким-либо причинам толщина осадочного чехла существенно меняется, то регулярность блоковой структуры соответствующим образом нарушается. Но это контролируется нами по изображению отражающих границ, отождествляемых с подошвой осадочного чехла или кровлей фундамента. В целом известно, что разделение любой твердой оболочки с дискретной структурой происходит по общему правилу: горизонтальный размер одного блока в среднем обычно равен удвоенной толщине данной оболочки. Другими словами, если толщина осадочного чехла составляет 3 км, то преобладающий горизонтальный размер блока должен состав-

лять 6 км. Форма блоков преимущественно прямоугольная при плоскопараллельной структуре.

Поскольку основной постоянный возмущающий фактор в современной геодинамике связан с вращением Земли (ротационные силы), то осадочный бассейн, как правило, разделяется на две системы блоков: фундаментные блоки и блоки осадочного чехла. Крупные литосферные блоки имеют меридиональную ориентацию (основное направление ротационной силы ориентировано против часовой стрелки по широте). Блоки осадочного чехла разворачиваются относительно меридиана на 30–45°, что обусловлено аномальной сдвиговой компонентой напряжений на границе скольжения двух оболочек с разной массой: “осадочный чехол–фундамент” (граница А, или ближайшая к ней граница, максимально параллельная дневной поверхности, например в данном случае – поверхность ВJ).

Это обстоятельство имеет чрезвычайно важное значение и определяет суть модели параметров геодинамических процессов бассейна. Безусловно, в обсуждаемых общих схемах активности осадочного бассейна могут быть встречены особенности, связанные с локальными геодинамическими процессами: соляная тектоника, вулканическая деятельность или ее следствия в виде эффузивных или причудливых экструзивных образований в теле осадочного чехла и фундамента и др.

Собственно блоковая схема осадочного чехла и фундамента устанавливается по нескольким критериям:

- характерная блоковая изменчивость оценок аномальных давлений в горизонтальных и вертикальных сечениях ДФМ-куба;
- аспекты поля давлений или его градиента должны удовлетворять блоковому принципу регулярности;
- аспекты структурных параметров также не должны противоречить аспектам поля давлений (структурные параметры находятся по палеотектоническому принципу различий в изохронных поверхностях);
- неотектонические линейные элементы отображаются в морфологии дневной поверхности верхнего рыхлого слоя (космические снимки) с поворотом на некоторый угол относительно блоковой структуры ближайшей твердой оболочки (осадочного чехла);
- аспекты потенциальных полей и их градиентов (магнитное и гравитационное поля) также должны удовлетворять блоковым схемам осадочного чехла и фундамента, поскольку активная динамика порождает дефекты в плотности массы (?) блоков чехла и дополнительной намагниченности контактных высокопроницаемых зон этих блоков.

Если элементы блоковых структур удовлетворяют всей совокупности названных критериев, то

найденная геодинамическая модель с большой степенью вероятности может быть принята за основу.

Из всей совокупности названных методических приемов подробней остановимся на сути ДФМ-преобразования.

### ТРАНСФОРМАЦИЯ АТРИБУТОВ СИГНАЛОВ ОТРАЖЕННЫХ ВОЛН В ОЦЕНКИ ДАВЛЕНИЯ

Известно [Бондарев, Крылатков, 2010; и др.], что коэффициент отражения для волны, падающей под углом  $\varphi$ , для классической модели акустического импеданса записывается как

$$R_c(\theta) = R_n \cos^2(\theta) + R_v \sin^2(\theta), \quad (1)$$

$$\text{где} \quad R_n = \frac{(\gamma\alpha)_2 - (\gamma\alpha)_1}{(\gamma\alpha)_2 + (\gamma\alpha)_1}. \quad (2)$$

$$R_v = \frac{(v_2 - v_1)}{\left(1 - \frac{v_2 + v_1}{2}\right)^2}, \quad (3)$$

где  $\gamma$  и  $\alpha$  – это соответственно плотность и скорость распространения продольных упругих волн в первой и второй средах,  $v$  – коэффициент Пуассона.

Для значения углов падения волны порядка 35–45°, что и является основным углом в стандартных системах ОГТ, и реальных глубин исследований вклады “жесткостной”  $R_n$  и “пуассоновской”  $R_v$  долей в коэффициент отражения примерно равны. В то же время коэффициент Пуассона для дискретных сред с неоднородными давлениями можно записать в следующем общем виде [Писецкий, 2005 а,б; Писецкий, Крылатков, 2005]:

$$\frac{v}{v_0} = \frac{1 - \frac{v_0}{P_c} P_c}{1 - 2 \cdot v_0 \cdot P_c} d^{-\frac{1}{3}}, \quad (4)$$

где  $P_c = f \frac{P}{P_0}$  – добавочное (сверхлитостатическое)

давление, обусловленное дискретностью, трением, тектоническим и флюидным давлениями. Предположительно добавочное давление в ДФМ может принимать значения в пределах:

$$0.5 < P_c < P_0. \quad (5)$$

Таким образом, в выражение (1) для варианта ДФМ входит модифицированное значение коэффи-

циента Пуассона как в импедансную, так и в пуассоновскую долю. Импедансная доля обусловлена, строго говоря, отклонением значений в ДФМ как величины плотности, так и величины скорости распространения упругих волн (продольных и поперечных).

С учетом сказанного можно записать выражение для коэффициента отражения в ДФМ в обобщенном виде:

$$R(P_c) = \left( \frac{A_r}{A_0} \right)^n \left( \frac{F_0}{F_r} \right)^m - R_c. \quad (6)$$

Другими словами, коэффициент отражения в ДФМ отличается от классического варианта некоторой добавкой, зависящей от амплитуды и частоты сигнала отраженной волны. Не останавливаясь здесь на деталях сходства и различий технологий AVO и ДФМ, можно сказать со всей определенностью, что в конечном счете ДФМ трактуется пуассоновскую часть коэффициента отражения как функцию добавочного давления.

Соответственно, в технологическом плане задача ДФМ-трансформации сейсмических атрибутов сводится к соотношению (6). Успешная трансформация атрибутов сейсмических сигналов, бесспорно, во многом определяется содержанием предыдущих этапов процессинга стандартных данных МОГТ, на котором далеко не всегда строго выдерживаются критерии сохранения амплитуд и частот сейсмических сигналов, в особенности в вариантах поэтапной обработки площади исследований по отдельным полигонам. К сожалению, в нашем случае суммарный куб был получен в результате “склейки” нескольких полигонов. При любой обработке избежать неустойчивости сейсмических атрибутов, в особенности на границах полигонов, не представляется возможным. Однако такая неустойчивость сильнее скажется на результатах AVO и импеданса, чем на результатах ДФМ-преобразования, так как по сути в этой процедуре предусмотрено глубокое нормирование амплитуд и частот. Кроме того, перед процедурой ДФМ-трансформации исходный сейсмический куб подвергнут специальной процедуре согласованной фильтрации (восстановление спектра сигналов отраженных волн в диапазоне низких частот).

Полученный после ДФМ-трансформации куб оценок аномальных давлений является основой для расчета интервальных и погоризонтных карт оценок аномальных давлений и разработки блоковой структуры неотектоники.

## ПАРАМЕТРЫ БЛОКОВОЙ СХЕМЫ НЕОТЕКТОНИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТИ ПЛИТНОГО И ФУНДАМЕНТНОГО КОМПЛЕКСОВ НОВОПОРТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Как уже упомянуто выше, схема блоковой неотектонической активности осадочного бассейна на изучавшейся территории Новопортовского месторождения разработана на основе последовательного тектонофизического анализа структурных (кинематических) и динамических параметров сейсмического отклика. Далее последовательно прокомментируем весь процесс проведенного анализа. Заметим при этом, что с самого первого рисунка на всех этапах анализа будут присутствовать элементы итоговой блоковой структуры, которая появляется окончательно лишь на последнем, заключительном, этапе. Поэтому логика доказательства ее достоверности строится на последовательном выявлении тех или иных общих особенностей неотектонических процессов, которые впоследствии приводят именно к такой геометрии блоковых схем плитного и фундаментного комплексов. Еще раз напомним, что неотектонический процесс, в соответствии с гипотезой многоярусной расслоенности земной коры, подчиняется общей закономерности, выявленной многими исследователями в самых различных бассейнах мира:

- общее направление ротационной силы ориентировано по широте;

- каждая следующая внешняя твердая оболочка стремится развернуться относительно внутренней на 30–45° за счет несовершенного сцепления с ней, в силу чего происходит деление этой оболочки на блоки с подобной геометрией.

Далее приведем несколько ключевых результатов, направленных на определение блоковой структуры осадочного чехла и фундамента по совокупности структурных и динамических параметров волнового поля исходного сейсмического куба и его ДФМ-трансформации.

На рис. 1 приведен скан-образ территории месторождения (база данных LANDSAT), общий морфоструктурный анализ которого позволяет обнаружить некую аномальную меридиональную полосу, заключенную между осями A1 и A2. По существу, именно в этой полосе и сконцентрирован основной ресурс месторождения.

На рис. 2 те же оси соответствуют особенностям градиента аномального магнитного поля и его аспекту. Здесь же приведены элементы дизъюнктивной тектоники, выделенные по 2D- и 3D-сейсморазведке разных лет. Как видно, эти элементы вполне закономерно группируются в пределах выделенных осей. Причем центральная ось A–A точно разделяет все элементы на два поля с разной плотностью этих элементов и их простираем.



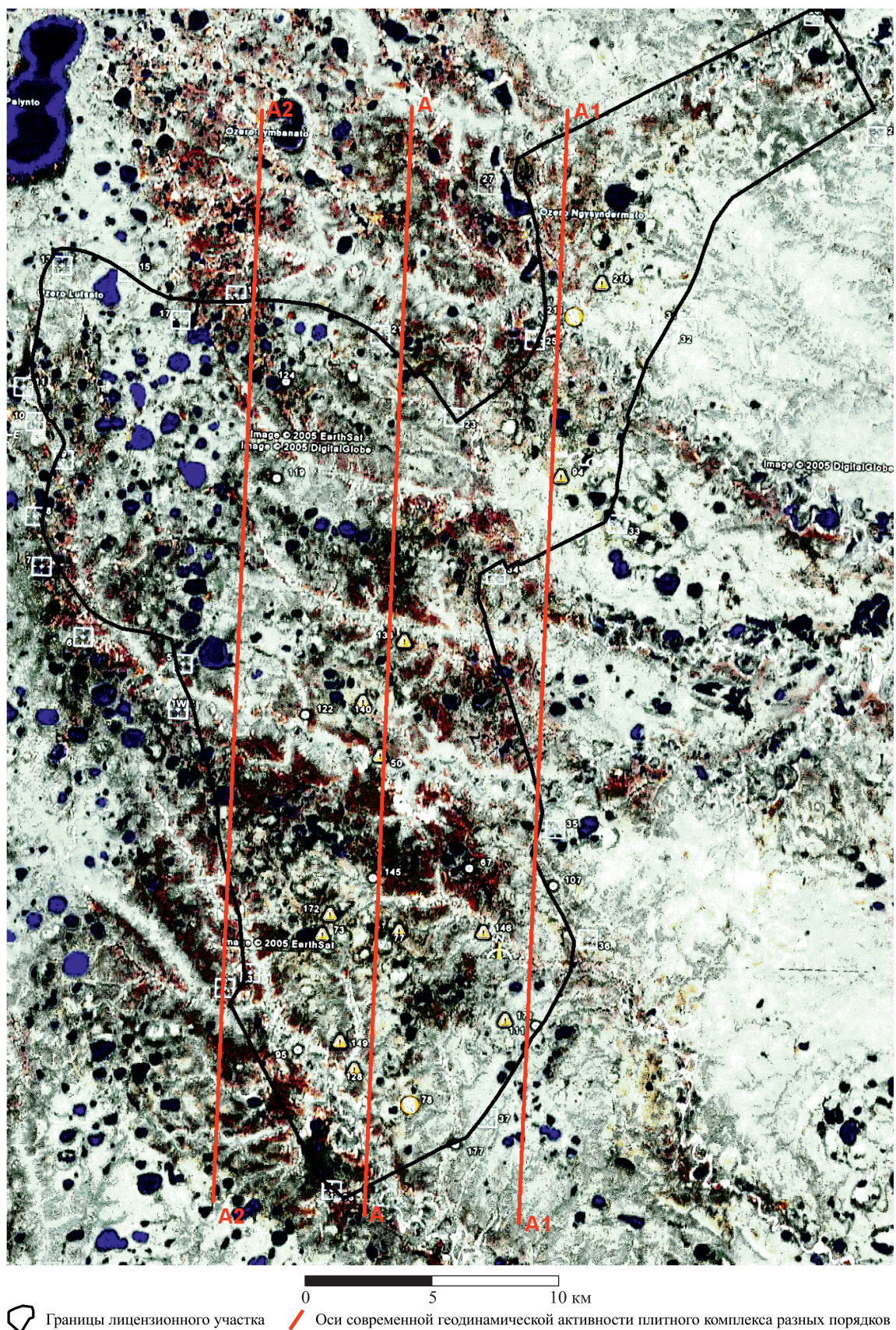


Рис. 1. Скан-образ территории Новопортовского месторождения (LANDSAT).

Fig. 1. Scan image of the territory of the Novoportovskoye field (LANDSAT).



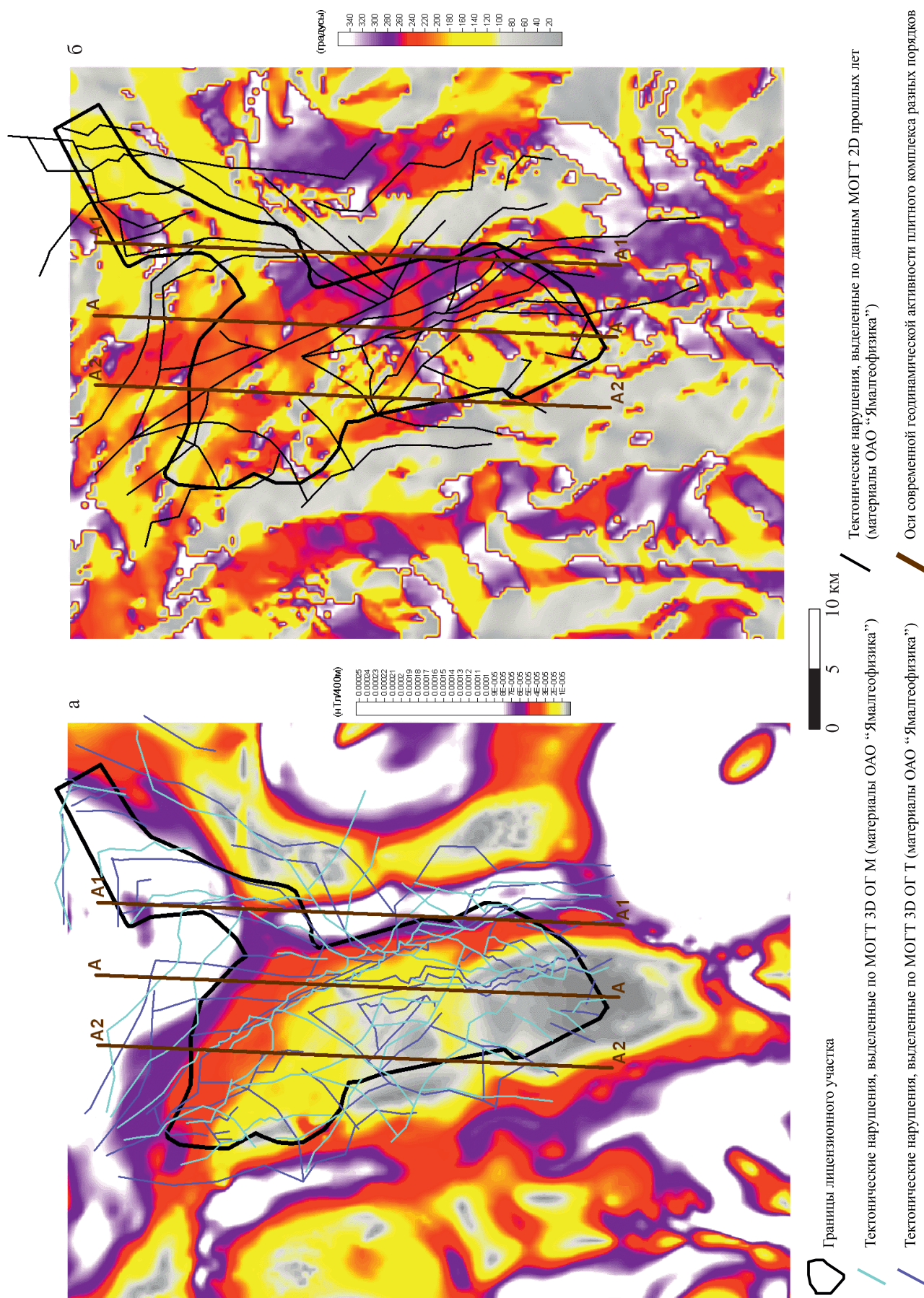


Рис. 2. Градиент Ta (a) и его аспект (б) по территории Новопортовского месторождения и его окрестностей.

Fig. 2. Gradient Ta (a) and its aspect (б) over the territory of the Novoportovskoye field and its environs.



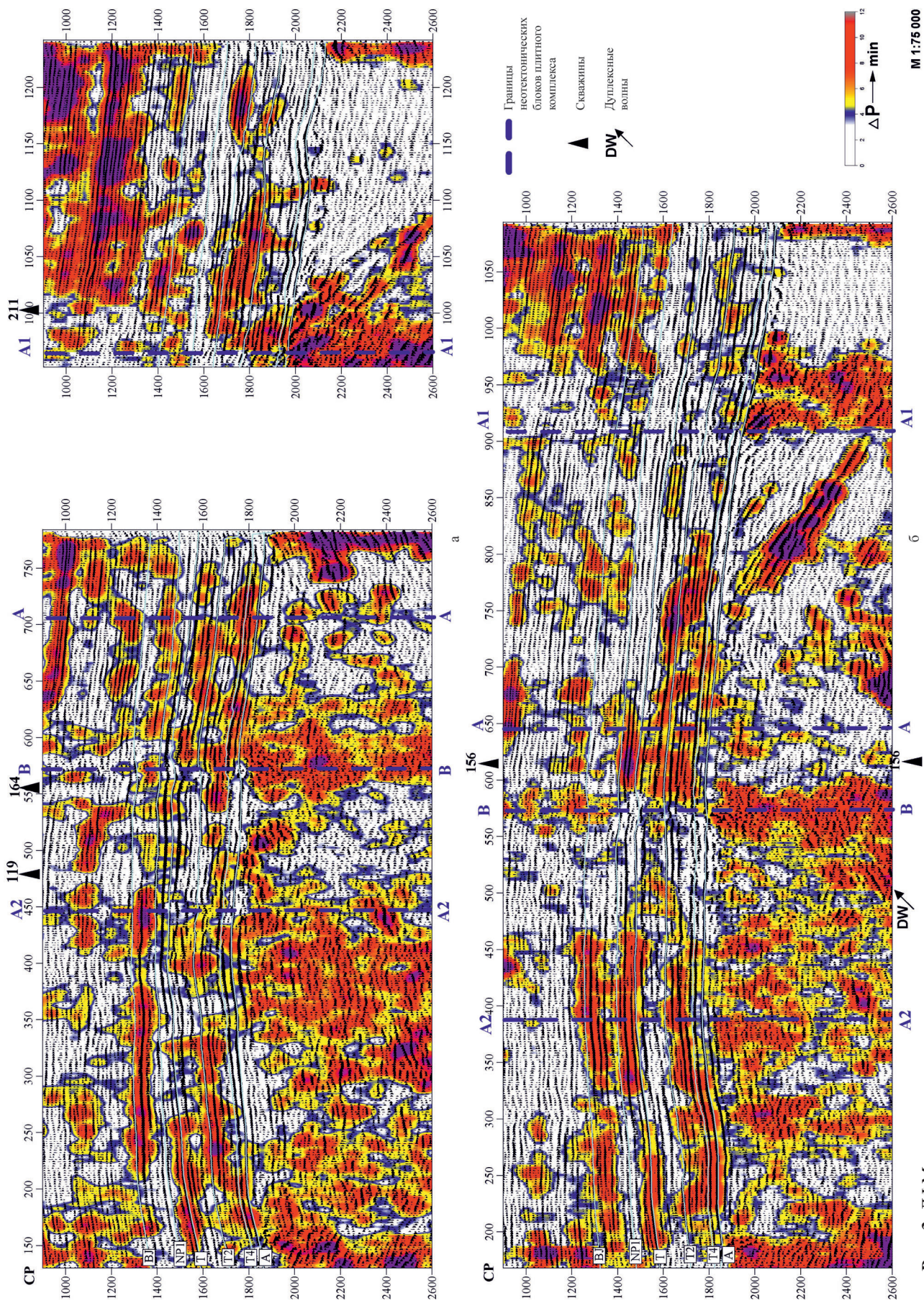


Рис. 3. ДФМ-разрезы.

Fig. 3. FDM sections.



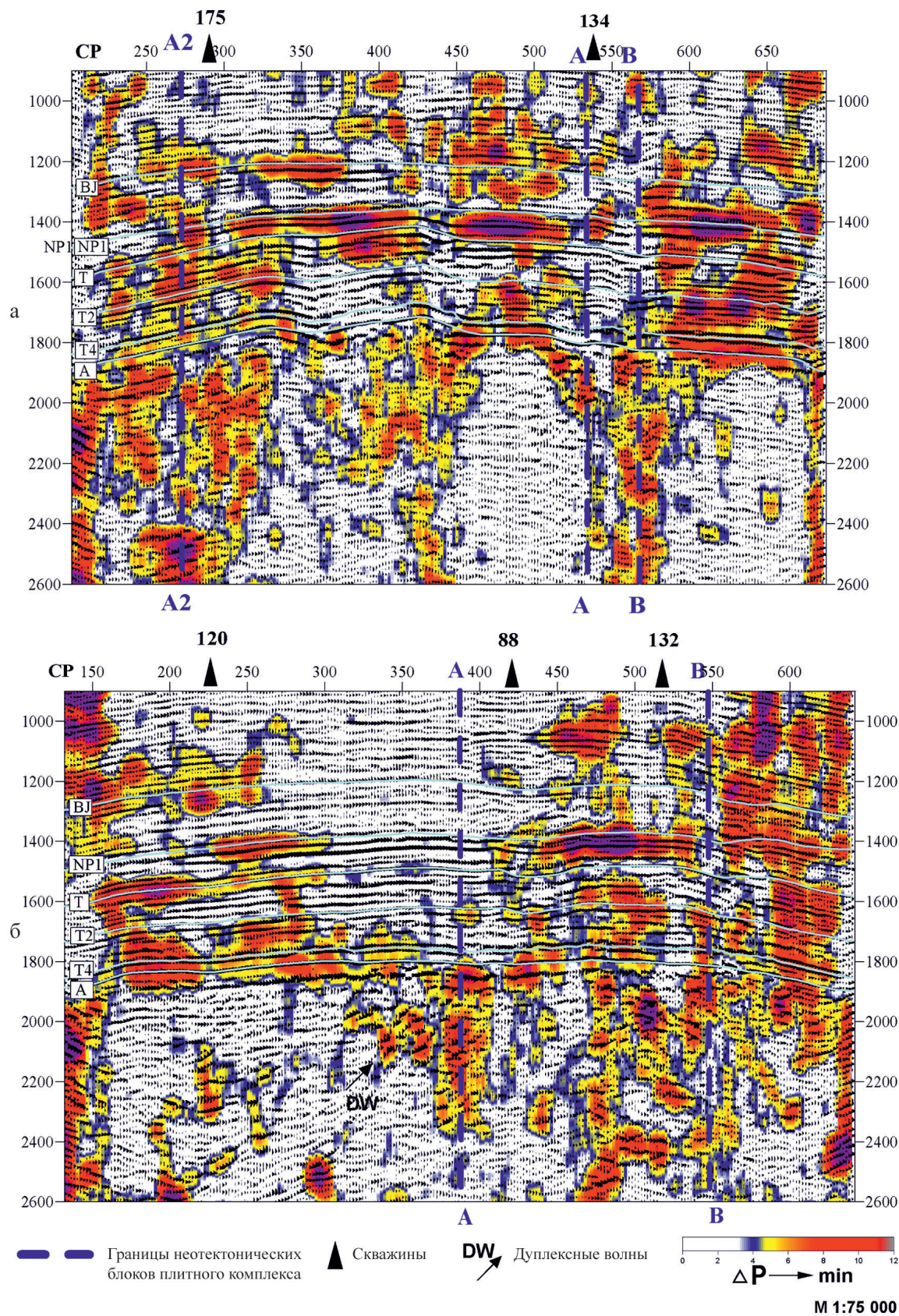


Рис. 4. ДФМ-разрезы.

Fig. 4. FDM sections.



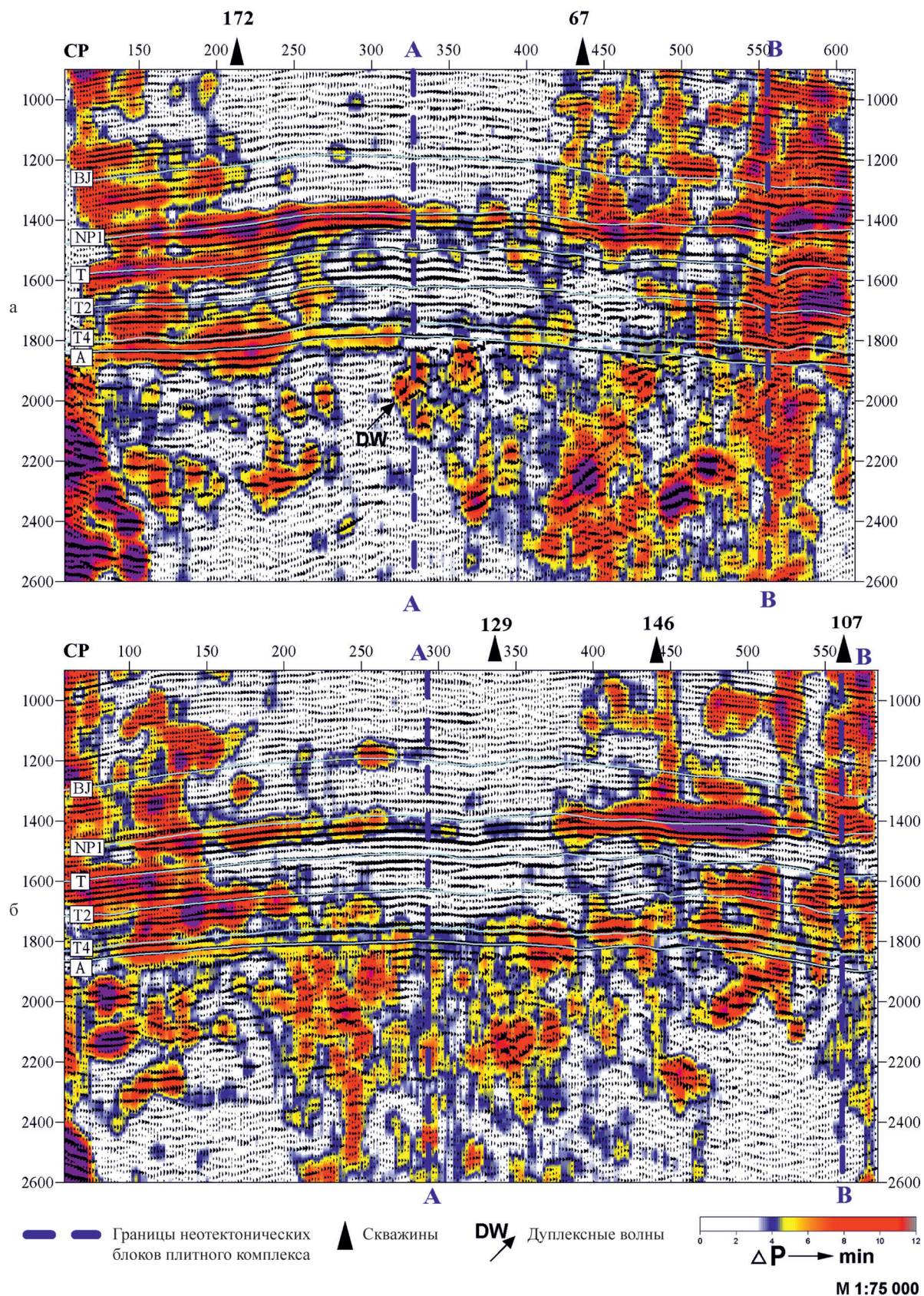


Рис. 5. ДФМ-разрезы.

Fig. 5. FDM sections.



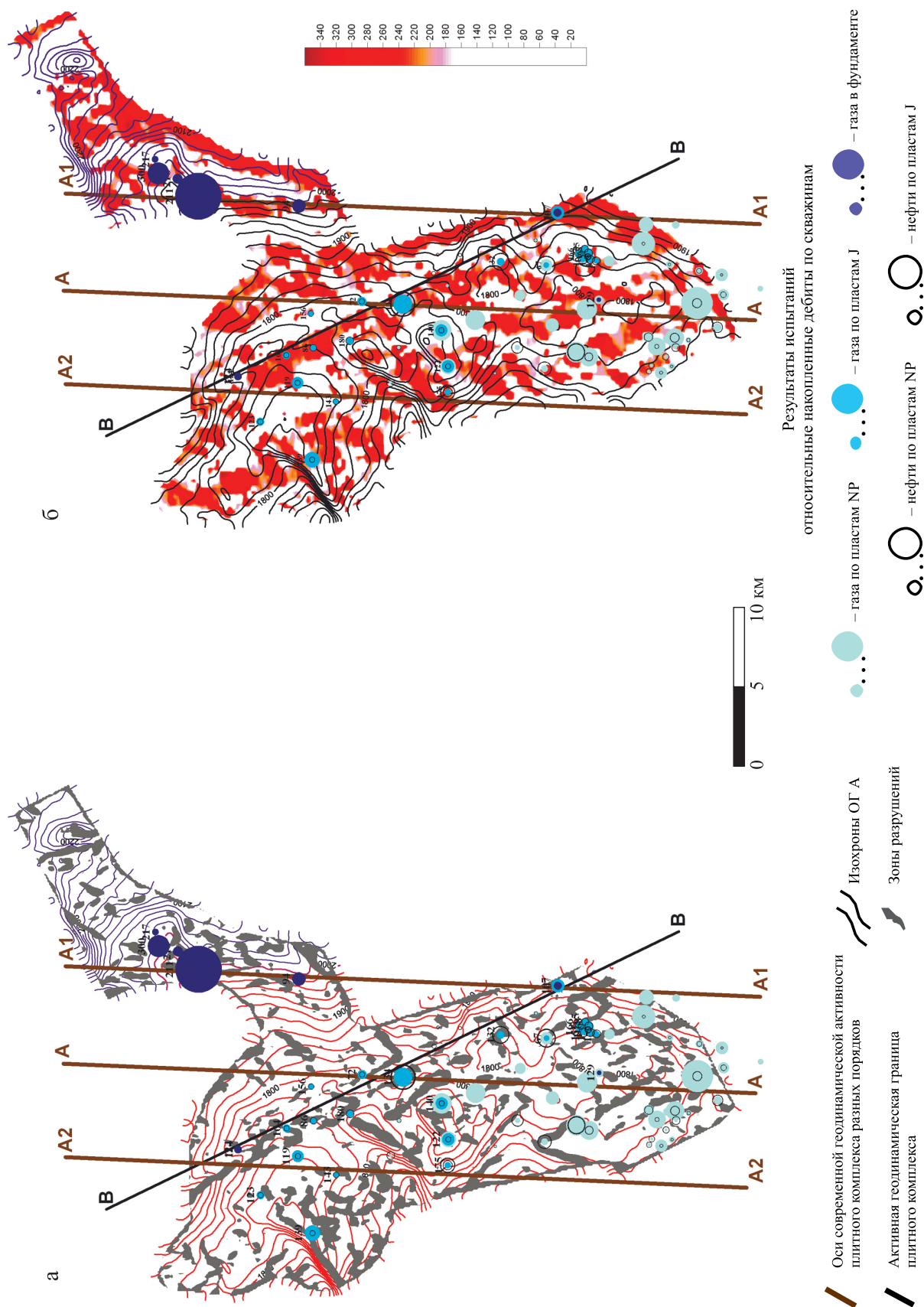
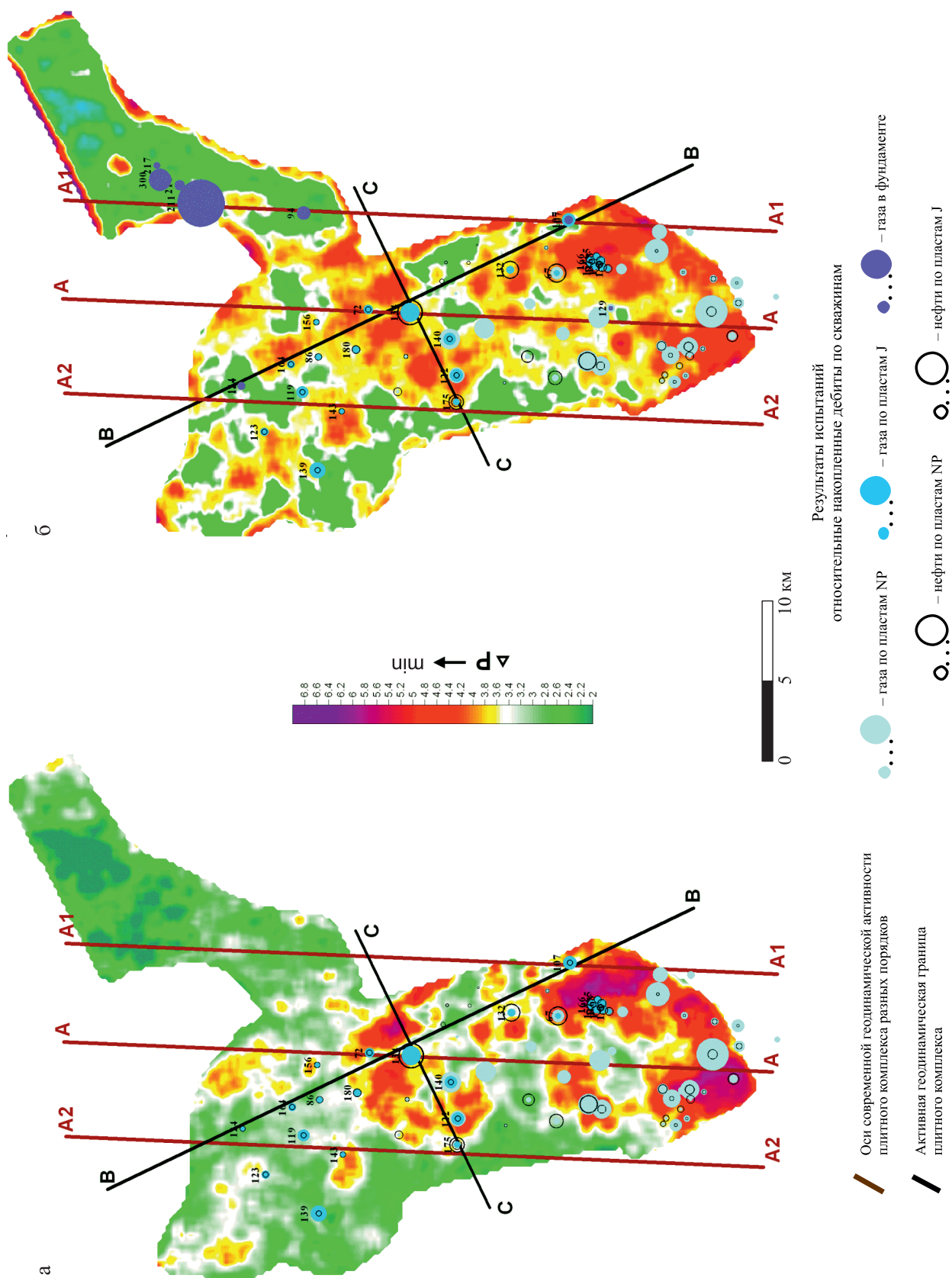


Рис. 6. Основные элементы блоковой динамики плитного комплекса.

а – схема разрушения осадочного чехла по кинематическим параметрам, б – аспект динамического параметра фундамента.

Fig. 6. The main elements of the block dynamics of the slab complex.

а – scheme of destruction of the sedimentary cover by kinematic parameters, б – aspect of the dynamic parameter of the foundation.



**Рис. 7.** Карты интегральных оценок аномальных давлений по осадочному чехлу и фундаменту (б).

**Fig. 7.** Maps of integral estimates of abnormal pressures for sedimentary cover and foundation (б).

Если отмеченные оси связаны с блоковой активностью рассматриваемой территории, то мы это должны точно подтвердить результатами ДФМ-преобразования сейсмического куба. На рис. 3–5 приведен ряд вертикальных сечений ДФМ-куба, на которые вынесены выделенные оси А1, А, А2. Здесь достаточно хорошо заметна блоковая структура осадочного чехла и фундамента и соответствие этих осей явным вертикальным границам смены оценок аномальных давлений. Вертикальность граней блоков, захваченных в неотектонический процесс, обусловлена преобладанием сдвиговых напряжений в модели многоярусной тектонической расслоенности литосферы.

На рис. 6 приведены основные элементы блоковой динамики, которые явно обнаруживаются в плитном комплексе на всех этапах анализа. На левом фрагменте этого рисунка оси А, А1 и А2, по существу, являются границами принципиально различных схем разрушений плитного комплекса. Схема разрушений найдена по методике палеотектонического анализа серий карт изохрон по различным отражающим горизонтам. Другими словами, такая схема соответствует регулярному нарушению когерентности кинематических параметров отражающих границ. Здесь же нанесена новая ось В–В, которая сечет оси уровня А под углом 30°. Эта ось хорошо заметна как по особенностям кинематического параметра, так и, в особенности, динамического (правый фрагмент). Динамический параметр соответствует интегральному аспекту поля аномальных давлений (ДФМ-параметр) для всего плитного комплекса.

Таким образом, основные оси неотектонической активности плитного комплекса разбивают изучаемую территорию осадочного бассейна на вполне закономерную блоковую систему, которая отображает с позиции геодинамики правосторонний сдвиг фундаментных блоков по оси А–А, что, в свою очередь, предопределяет сдвиг блоков в плитном комплексе по оси В–В с разворотом оси сдвига на 30°. Можно заметить, что наиболее значимые по притокам нефти и газа скважины определенным образом связаны с данной схемой блоковой активности: практически все высокодебитные скважины пробурены в активных осевых зонах.

На рис. 7 приведены карты интегральных оценок давлений, найденных по результатам ДФМ-преобразования, на которые наложена схема блоковой активности плитного и фундаментного комплексов. В целом карты отражают характерное распределение аномальных давлений при данной схеме блоковой активности. Также очевиден факт соответствия зон аномальных разгрузок фактическим дебитам газа и нефти.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Нами выполнен и более детальный анализ распределений аномальных давлений по основным продуктивным интервалам, опубликовать который пока нет возможности. Отметим лишь, что притоки углеводородов в целом отражают хорошую связь продуктивности с граничными зонами активных блоков и зонами аномальных давлений в контурах этих блоков.

Следующий возможный (целесообразный) этап исследований – согласовать активные зоны с прогнозными литологическими и структурными параметрами продуктивных горизонтов и разработать модель макропроницаемости по всем целевым интервалам плитного и фундаментного комплексов Новопортовского месторождения. На заключительном этапе представляет особый интерес расчет флюидодинамических карт и разрезов по найденной модели макропроницаемости.

В конце данного этапа прогноза современной геодинамической модели плитного и фундаментного комплексов следует сформулировать несколько основных выводов.

1. Найденная схема блоковой активности удовлетворяет общим принципам геодинамики, соответствует региональной геодинамической ситуации и находит независимое подтверждение в тектонофизическом анализе комплекса различных геолого-геофизических данных.

2. Модель оценок аномальных давлений по основным продуктивным интервалам явным образом соответствует распределению продуктивности скважин по нефти и газу и, таким образом, может быть принята за основу при проектировании схем разработки месторождения с учетом всего остального комплекса структурных и литологических параметров.

3. Контактные зоны активных блоков вдоль осей А и В представляют особый интерес при размещении высокодебитных скважин и для учета этих высокопроницаемых зон в схемах разработки залежей газа.

4. Структура месторождения во многом определяется достаточно молодыми подвижками блоков фундамента, деформирующими и отложения платформенного чехла.

Авторы благодарны за помощь коллегам В.И. Самсонову и А.Э. Зудилину.

*Статья подготовлена к печати при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 18-05-70016).*



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Бондарев В.И., Крылатков С.М. (2010) Сейсморазведка. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 685 с.
- Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Перегоедов Л.Г., Смирнов Л.В. (2000) Природа карбонатных отложений девона на правом берегу реки Щучья и Новопортовского месторождения п-ова Ямал. *Стратиграфия и палеонтология Сибири*. Новосибирск, 100-104.
- Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Лукомская К.Г. (2010) Складчатый фундамент полуострова Ямал. *Горные ведомости*, 8(75), 6-35.
- Горева А.В. (2010) Один из механизмов формирования геолоидодинамической неоднородности на севере Западной Сибири (на примере Новопортовского месторождения). *Современная гидрогеология нефти и газа (фундаментальные и прикладные вопросы)*. Материалы Всероссийской научной конференции, посвященной 85-летию А.А. Карцева. М.: ИПНГ РАН, 256-262.
- Иванов К.С., Панов В.Ф., Писецкий В.Б., Остров Н.П., Манушко Е.А. (2013) Глубинная нефть и разломы: геологическое применение некоторых геофизических технологий. *Глубинная нефть*, 1(10), 1545-1555.
- Иванов К.С., Писецкий В.Б., Ерохин Ю.В., Хиллер В.В., Погромская О.Э. (2016) Геологическое строение и флюидодинамика фундамента Западной Сибири (на востоке ХМАО). Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, 242 с.
- Исаев Г.Д. (2010) Геология и тектоника палеозоя Западно-Сибирской плиты. *Литосфера*, (4), 52-68.
- Лобковский Л.И. (1988) Схема двухмасштабной двухъярусной тектоники плит и внутриплитные деформации земной коры. *Докл. АН*, 302(1), 62-66.
- Лобковский Л.И., Никишин А.М., Хаин В.Е. (2004) Современные проблемы геотектоники и геодинамики. М.: Ин-т океанологии и ГИН РАН, МГУ, 610 с.
- Писецкий В.Б. (1998) Патент США № 5,796,678 август 1998 г. (Method for Determining the Presence of Fluids in a Subterranean Formation).
- Писецкий В.Б. (2005a) Прогноз флюидодинамических параметров нефтегазоносных бассейнов по сейсмическим данным. *Дисс. докт. геол.-мин. наук*. Екатеринбург, 278 с.
- Писецкий В.Б. (2005b) Механизм разрушения осадочных отложений и эффекты трения в дискретных средах. *Известия высших учебных заведений. Горный журнал*, (1), 48-65.
- Писецкий В.Б., Кормильцев В.В., Ратушняк А.Н. (2002) Патент США № 6,498,989 декабрь 2002 г. (Method for predicting dynamic parameters of fluids in a subterranean reservoir).
- Писецкий В.Б., Крылатков С.М. (2005) О коэффициенте Пуассона нефтяных коллекторов с дискретной структурой. *Известия высших учебных заведений. Горный журнал*, (1), 115-121.
- Скоробогатов В.А., Строганов А.В., Копеев В.Д. (2003) Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. М.: Недра-Бизнесцентр, 353 с.
- Соколов Б.А., Абля Э.А. (1999) Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. М.: ГЕОС, 76 с.
- Smirnov L.V. (2000) The Devonian carbonate deposit nature on the right bank of the river Schuch'ya and the Novoportovsky deposit of the peninsula Yamal. *Stratigraphy i paleontologiya Sibiri* [Stratigraphy and paleontology of the Siberia]. Novosibirsk, 100-104. (In Russian)
- Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Lukomskaya K.G. (2010) Folded basement of the Yamal peninsula. *Gornye vedomosti*, 8(75), 6-35. (In Russian)
- Goreva A.V. (2010) One of the mechanisms of geofluidodynamical heterogeneity formation in the north of Western Siberia (on the example of Novoportovsky deposit). *Sovremennaya gidrogeologiya nefiti i gaza (fundamental'nye i prikladnye voprosy)*. Materialy Vserossiiskoi nauchnoi konferentsii, posvyashchennoi 85-letiyu A.A. Kartseva [Modern hydrogeology of oil and gas (fundamental and applied questions). Materials of all-Russian scientific conference, devoting to the 85-ann. of A.A. Kartsev]. Moscow, IPNG RAS, 256-262. (In Russian)
- Isaev G.D. (2010) Geology and tectonics of the Paleozoic west-Siberian plate. *Litosfera*, 4, 52-68. (In Russian)
- Ivanov K.S., Panov V.F., Pisetski V.B., Ostrov N.P., Manushko E.A. (2013) Deep oil and faults: geological application of some geophysical technologies. *Glubinnaya neft'*, 1(10), 1545-1555. (In Russian)
- Ivanov K.S., Pisetski V.B., Erokhin Yu.V., Khiller V.V., Pogromskaya O.E. (2016) *Geologicheskoe stroenie i fluidodinamika fundamenta Zapadnoi Sibiri (na vostoке KhMAO)* [Geological structure and fluidodynamics of Western Siberia (in the west of KMAO)]. Ekaterinburg, IGG UB RAS, 242 p. (In Russian)
- Lobkovskii L.I. (1988) A scheme of bi-scaled bi-staged plate tectonics and interplate deformations of the Earth crust. *Dokl. Akad. Nauk SSSR*, 302(1), 62-66. (In Russian)
- Lobkovskii L.I., Nikishin A.M., Khain V.E. (2004) *Sovremennye problemy geotektoniki i geodinamiki* [Modern problems of geotectonics and geodynamics]. Moscow, Inst. of Oceanology, GIN RAS, 610 p. (In Russian)
- Pisetski V.B. (1998) Patent of the USA, 5, 796, 678, August 1998. (Method for Determining the Presence of Fluids in a Subterranean Formation).
- Pisetski V.B. (2005a) *Prognoz flyuidodinamicheskikh parametrov neftegazonosnykh basseinov po seismicheskim dannym*. Diss. dokt. geol.-min. nauk [A forecast of fluid-dynamical parameters of oil- and gas-bearing basins on seismic data. Dr. geol. and miner. sci. diss.]. Ekaterinburg, 278 p. (In Russian)
- Pisetski V.B. (2005b) Mechanism of sedimentary deposit destruction and the friction effect in discrete media. *Izv. Vyssh. Uchebn. Zaved. Gornyi zhurnal*, 1, 48-65. (In Russian)
- Pisetski V.B., Kormil'tsev V.V., Ratushnyak A.N. (December, 2002) Patent of the USA, 6, 498, 989. (Method for predicting dynamic parameters of fluids in a subterranean reservoir).
- Pisetski V.B., Krylatkov S.M. (2005) About the Poisson's factor of oil collectors with discrete structure. *Izv. Vyssh. Uchebn. Zaved. Gornyi zhurnal*, 1, 115-121. (In Russian)
- Skorobogatov V.A., Stroganov A.V., Kopeev V.D. (2003) *Geologicheskoe stroenie i gazoneftenosnost' Yamala* [Geological structure and gas- and oil-bearing of the Yamal]. Moscow, Nedra-Business-center Publ., 353 p. (In Russian)
- Sokolov B.A., Ablya B.A. (1999) *Fluidodynamicheskaya model' neftegazoobrazovaniya* [Fluid-dynamical model of oil-and gas- formation]. Moscow, GEOS Publ., 76 p. (In Russian)

## REFERENCES