



УДК 550.831.052:(553.981/.982:551.73)(571.1-17)

ПЕРСПЕКТИВЫ ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТОВ НОВОПОРТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТОМОГРАФИИ ГРАВИТАЦИОННОГО ПОЛЯ

К. В. Тараканов

Геофизическое бюро, Новокузнецк

Результаты томографического анализа гравитационного поля авторским способом позволяют предполагать, что Новопортовское месторождение нефти и газа на юге п-ова Ямал разведано не полностью. Под аномалиями от известных залежей в отложениях мела и юры на томографической модели наблюдаются более крупные аномалии в кровле и верхней части палеозойского фундамента, выходящие далеко за пределы контура месторождения. Объективность аномалий модели подтверждается притоками углеводородов в поисковых скважинах, попавших в аномалии. За пределами аномалий в скважинах преобладает «сухой» коллектор. За счет новых залежей крупных размеров в кровле и в верхней части палеозойского фундамента ресурсы месторождения могут быть значительно увеличены.

Ключевые слова: гравитационное поле, томография, объемная модель, аномалия, палеозойский фундамент, Новопортовское месторождение, Ямал.

PROSPECTS OF DEEP HORIZONS OF THE NOVOPORTOVSKOYE FIELD BASED ON GRAVITY FIELD TOMOGRAPHY

K. V. Tarakanov

Geofizicheskoe Byuro, Novokuznetsk

The results of gravity field tomography by the author's method imply that the Novy Port oil and gas field in south of the Yamal Peninsula was not fully explored. The tomographic model shows larger anomalies in the top and the upper part of the Paleozoic basement stretching far beyond the field outlines, underlying the already discovered Cretaceous and Jurassic pools. The hydrocarbon content of the anomalies was proved by inflows from prospecting wells tapped into the anomalies. Dry reservoir prevails in wells beyond the anomalies. New large pools in the top and the upper part of the Paleozoic basement can considerably increase the field resources.

Keywords: gravity field, tomography, 3D model, anomaly, Paleozoic basement, Novy Port field, Yamal.

DOI 10.20403/2078-0575-2017-1-124-128

Утвердившаяся традиционная методика поисков углеводородов требует от недропользователя больших, но не всегда оправданных затрат. Так, заложению первой поисковой скважины на нефтегазоперспективной площади в обязательном порядке предшествуют массивные сейсморазведочные работы (не менее 1 пог. км/км²) с целью поисков поднятий. При этом вероятность выявления залежи скважиной все равно останется на уровне 50 %.

Между тем существует возможность путем камеральных работ прогнозировать непосредственно сами залежи углеводородов, используя для этого данные гравиметрической съемки м-ба 1:200 000, уже имеющиеся в геологических фондах. Авторский способ томографического анализа потенциальных полей позволяет получить объемную модель неоднородностей поля; применительно к нефтегазоперспективным площадям – по аномалиям на модели выделять низкоплотные горизонты коллекторов толщиной первые сотни метров независимо от глубины их залегания. Способ является разновидностью фильтрационной томографии, для построения модели не требуется дополнительных данных. Иными словами, можно успешно анализировать площади при отсутствии данных бурения. Досто-

верность моделей, уже построенных по ряду нефтегазоносных площадей и месторождений Сибири, подтверждается независимыми фактическими данными, которые были собраны из разнообразных открытых публикаций и сообщений в Интернете. Отдельные модели ранее были представлены в публикации автора¹.

Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение к началу полномасштабной промышленной разработки, намеченной на 2016 г., остается существенно недоразведанным. Такой вывод очевиден по итогам томографического анализа данных гравиметрической съемки м-ба 1:200 000. На месторождении в меловых, средне- и нижнеюрских отложениях установлено более десяти залежей на глубинах 410–2530 м. На этих глубинах на модели отмечаются рядовые слабые по интенсивности и небольшие по площади низкоплотные неоднородности (рис. 1). Куда более крупные и более интенсивные неоднородности наблюдаются на глубинах

¹Тараканов К. В. Гравитомографическая модель Нижнеангарского нефтегазоносного района: будущие месторождения известны // Геофизические методы при разведке недр / под ред. Л. Я. Ерофеева, В. И. Исаева. – Томск: ТПУ, 2016. – С. 196–199.

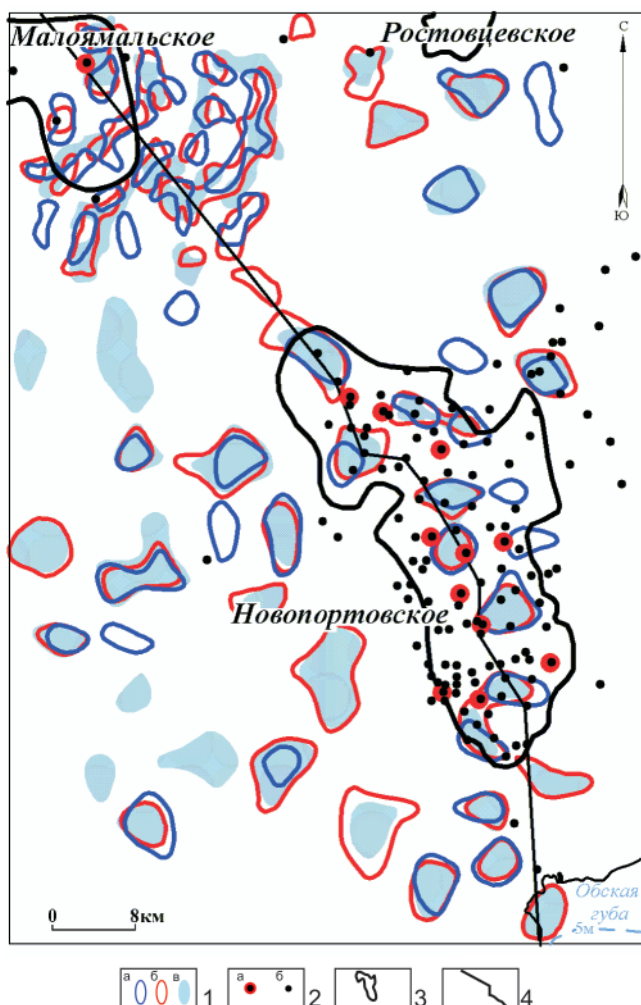


Рис. 1. Схема аномальных неоднородностей гравитомографической модели в мезозойском НГК (гл. 1267–2112 м)

1 – контуры неоднородностей разуплотнения, отождествляемых с перспективными пластовыми коллекторами на глубинах: а – 1267 м, б – 1690 м, в – 2112 м; 2 – скважины поисковые и разведочные: а – с притоками УВ в мезозойском НГК, б – данных нет; 3 – контуры месторождений; 4 – линия разреза гравитомографической модели

2675 и 3100 м (рис. 2). Они не укладываются в обозначенный в результате поисковых работ контур месторождения, а распространяются за его пределы в южном направлении и далеко на северо-запад, где охватывают площадь Малоямальского месторождения.

Продуктивность кровли палеозоя в инт. 2530–2950 м уже установлена на Новопортковском месторождении редкими скважинами, но истинные масштабы залежей не оценены. Потенциальные залежи на глубине около 3100 м не вскрыты, хотя, скорее всего, именно они в будущем станут главной частью месторождения. Такое предположение основано на том, что разрез под ними характеризуется пониженными плотностными свойствами. К подобной контрастной плотностной границе в Нижнеангарском районе Восточной Сибири, например, приурочены основные залежи газовых месторождений.

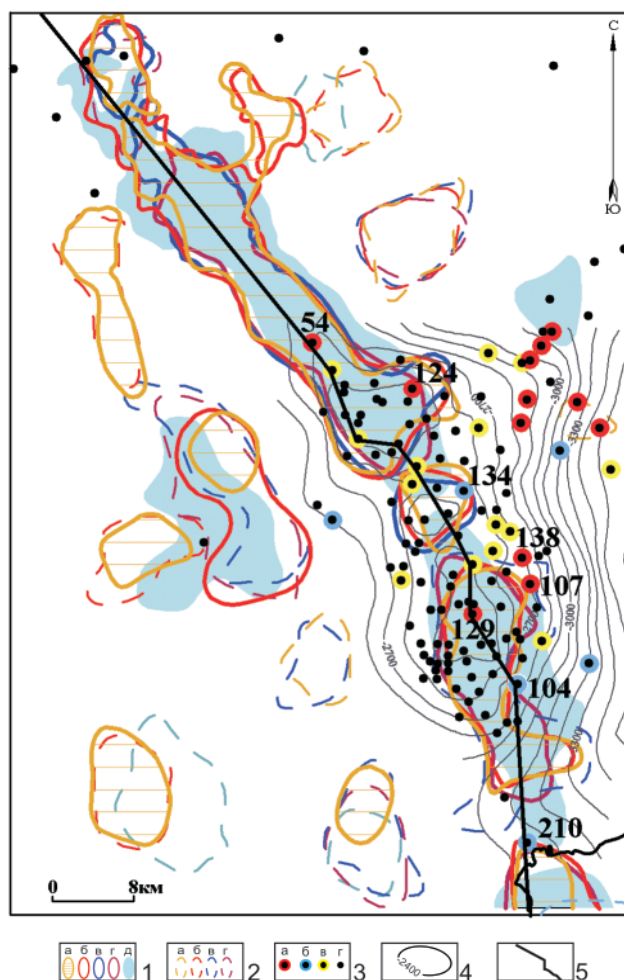


Рис. 2. Схема аномальных неоднородностей гравитомографической модели в палеозойском НГК (гл. 2675–5210 м)

1 – контуры ярко выраженных неоднородностей разуплотнения, отождествляемых с перспективными пластовыми коллекторами на глубинах: а – 2675 м (кровля палеозоя), б – 3100 м, в – 3943 м, г – 4506 м, д – 5210 м; 2 – контуры слабо выраженных неоднородностей разуплотнения на тех же глубинах; 3 – скважины поисковые и разведочные, вид притоков в палеозойском НГК: а – УВ, б – вода, в – «сухие» объекты, г – данных нет; 4 – изогипсы размытой поверхности палеозоя по данным поисковых работ; 5 – линия разреза гравитомографической модели

Перспективы глубоких горизонтов Новопортковской площади вышеуказанным не ограничиваются. Значительные по размерам аномалии наблюдаются на глубинах 3950, 4500 и 5210 м.

Кровля палеозойских отложений (глубина модели 2675 м). По кровле размытой поверхности палеозойских образований – сейсмическому горизонту А – Новопортковская структура представляет собой брахиантиклиналь (50×25 км) северо-западного простирания, осложненную тремя куполами. Абсолютные отметки кровли палеозоя изменяются от –2432 м в своде структуры до –3200 м на крыльях (см. рис. 2).

Палеозойские отложения вскрыты более чем в 40 скважинах. Однако в большинстве случаев ими пройдена только кровельная часть (50–150 м)

и лишь в отдельных скважинах больше (380–700 м). Породы фундамента представлены метаморфическими сланцами и выветрелыми мраморизованными известняками. В нескольких скважинах из кровельной части палеозойских отложений получены промышленные притоки газа и конденсата. В коре выветривания пород фундамента коллектором являются трещиноватые известняки. Часто в коре выветривания зеленокаменной формации фундамента устанавливаются «сухие» объекты. Причиной отсутствия притоков в некоторых из них исследователи считают разломы и их пересечения, в других случаях причина неизвестна.

Гравитомографическая модель показывает, что подавляющее большинство «сухих» скважин заложено в стороне от перспективных неоднородностей, которые можно отождествлять с продуктивными коллекторами в кровле палеозоя. Неоднородности вытянуты полосой вдоль апикальной части Новопортовской структуры. К северо-западу они протягиваются на площадь Малоямальского месторождения, показывая общую структурную приуроченность обоих месторождений. В указанной полосе насчитывается пять отдельных неоднородностей различных размеров (с юго-востока на северо-запад): более 30, 132, 38, 305 и 37 км², более крупные из них имеют по несколько узлов-эпицентров.

В пределах перспективных неоднородностей можно выделить семь аномалий, ограниченных порогом аномальности $A = -0,05$ усл. ед. (рис. 3). Наиболее крупные из них расположены на северо-западном фланге Новопортовского месторождения. Самая южная аномалия уходит под Обскую губу.

Скважины 129, 124, 54, давшие промышленные притоки углеводородов из кровли палеозоя, попадают в контуры указанных аномалий. Вблизи контура перспективной неоднородности расположены продуктивные скважины 107 и 138. Скважины 210, 104 и 134 попали в края перспективных неоднородностей и дали притоки воды. Все это позволяет характеризовать описываемую модель как достаточно объективную. Уточним, что на рис. 1–3 отражены лишь некоторые сведения о притоках, заимствованные из открытых публикаций.

Верхняя часть палеозойских отложений (глубина модели 3100 м). Как показывает модель, перспективные неоднородности на этой глубине разделяют две формации палеозойского фундамента, значительно различающиеся по плотности пород. Чем бы ни была представлена нижняя низкоплотная часть разреза, верхние высокоплотные образования хорошо подходят для покрышки.

Палеозойский НГК изучен слабо. В большинстве скважин опробована только верхняя часть палеозойского комплекса, поэтому прямых сведений о нефтегазоносности более погруженных его частей практически нет.

На наличие в разрезе участков с улучшенными коллекторскими свойствами указывают результаты

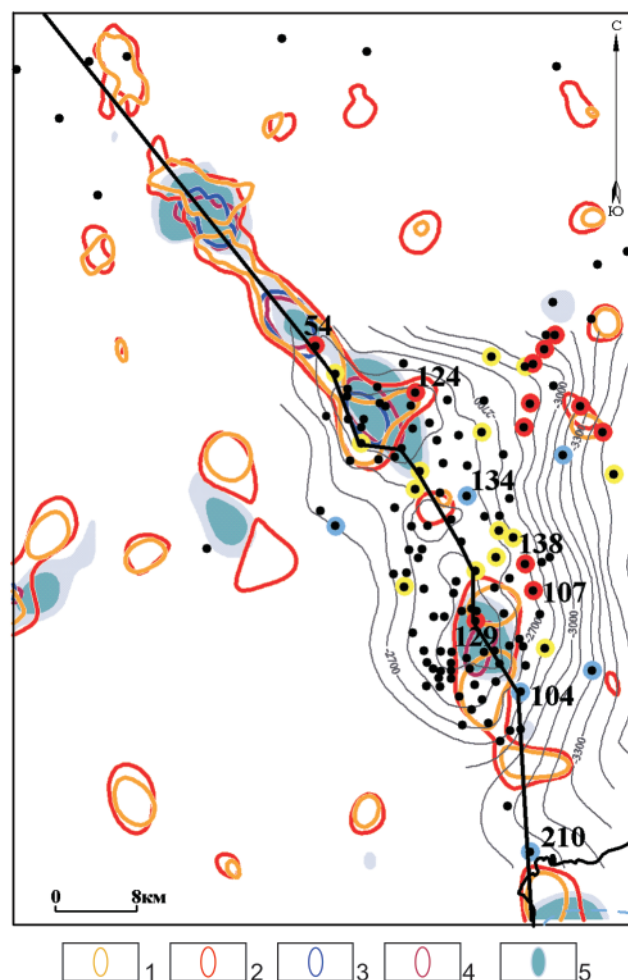


Рис. 3. Схема амплитудных аномалий гравитомографической модели в палеозойском НГК (гл. 2675–5210 м)

Контуры аномалий разуплотнения при пороге аномальности $A \leq -0,05$ усл. ед. на глубинах: 1 – 2675 м, 2 – 3100 м, 3 – 3943 м, 4 – 4506 м, 5 – 5210 м ($A_1 \leq -0,04$, $A_2 \leq -0,05$ усл. ед.). Остальные усл. обозн. см. на рис. 2

испытания палеозойских пород в самой глубокой скв. 210 (3781 м). В ней из нескольких интервалов получены непереливающиеся притоки пластовой воды. Отметим, что скв. 210 пробурена в северном крае перспективной неоднородности, протягивающейся под Обскую губу, поэтому обводненность коллектора здесь закономерна.

Всего в описываемом горизонте насчитывается четыре перспективные неоднородности с площадью более 43, 131, 38 и 360 км² и пять достоверных аномалий. Их контуры почти совпадают с контурами таковых в кровле палеозоя. На них же проецируются наблюдаемые гораздо ниже по разрезу аномалии (на глубинах 3950, 4506 и 5210 м). Это свидетельствует о существовании единой субвертикальной зоны миграции углеводородов, а именно: разлома глубокого заложения, который в верхах разреза отражен в виде протяженной антиклинальной структуры.

Аномалии, т.е. предполагаемые залежи, в верхней части палеозоя по размерам в разы крупнее таковых от известных залежей в юрских и мело-

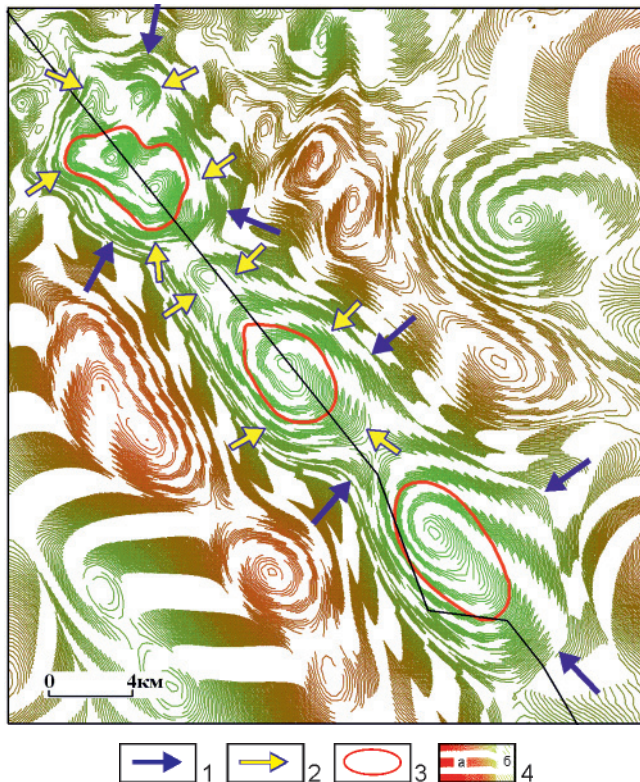


Рис. 4. Пример выделения границ аномальных неоднородностей по структурному снимку модели на глубине 4506 м

Указатели границы неоднородности разуплотнения: 1 – отождествляемой с перспективным пластовым коллектором, 2 – повышенного разуплотнения в предполагаемом коллекторе, отождествляемой с газовыми залежами; 3 – изолиния поля $A = -0,05$ усл. ед., принятая за порог аномальности при «амплитудном» способе оконтуривания аномалий; 4 – изохромы структуры плотностью модели: а – нарастание, б – убывание амплитуды

вых осадках, поэтому прирост ресурсов Новопортовского месторождения за счет горизонта на глубине около 3100 м может быть весьма существенным.

Следует уточнить термин «перспективная неоднородность». Определение границ аномалий в геофизических полях – важная часть интерпретации. Традиционно границы выделяют по значениям амплитуды рассматриваемого параметра, отталкиваясь от погрешности измерений. Такой подход и полученные подобным образом границы в большой степени формальны. Гораздо более объективно границы аномалий выделяются не по амплитуде, а по структуре поля. На структурных снимках поля (так называемых зеброидах) автоматически происходит районирование территории на локальные неоднородности разных знаков и пограничные зоны между ними. На рис. 2–4 показано, как различаются контуры аномалий при «амплитудном» и «структурном» способах их выделения.

На рис. 4 представлен фрагмент среза гравитомографической модели на глубине 4506 м. На «зеброиде» отчетливо виден контур перспективной низкоплотной неоднородности размером 36×7 км, которая отождествляется с горизонтом

коллекторов. Неоднородность насчитывает три узла-эпицентра, два из которых имеют собственные контрастные границы. На фоне обводненного или нефтенасыщенного, как предполагается, коллектора резко выделяться может только газовая залежь, что позволяет ожидать в двух указанных узлах газовые шапки размерами 12×5 и 10×5 км. Контуры амплитудных аномалий, ограниченные изолинией $A = -0,05$ усл. ед. (что надежно гарантирует достоверность аномалии), составляют лишь малую часть от перспективной неоднородности. Выбор другого порога аномальности повлечет за собой изменение контура амплитудной аномалии, в то время как контур структурной неоднородности всегда останется неизменным. Для сравнения на рис. 2 приведены контуры низкоплотных структурных неоднородностей, а на рис. 3 – контуры амплитудных аномалий глубоких горизонтов ($A \leq -0,05$ усл. ед.) Новопортовской площади. Заметно, насколько различаются их площади. Несомненно, что «структурный» способ оконтуривания аномалий предпочтительнее.

На вертикальных сечениях модели более корректен «амплитудный» способ выделения аномалий. Представленный разрез модели по продольной оси Новопортовской антиклинальной структуры и дальше за ее пределы наглядно иллюстрирует возможности применяемого способа гравитомографического анализа (рис. 5). В виде отчетливых аномалий на разной глубине проявляются все наблюдаемые разуплотненные горизонты: известные и потенциальные залежи, вскрытые скважинами-первооткрывательницами Новопортовского (скв. Р-50) и Малоямальского (скв. МЯ-1) месторождений, а также глубокие, на открытие которых обычно уходят десятилетия и большие средства.

На разрезе хорошо видна разница размеров аномалий в мезозойском НГК (известных залежей) и перспективных аномалий (потенциальных залежей) в кровле и в верхней части палеозойского фундамента. Фактические данные по скважинам согласуются с моделью, за исключением случаев «сухого» коллектора в кровле палеозоя (скв. 125, 139), хотя на модели наблюдается достоверная аномалия разуплотнения. Повторим, что на разрез нанесены фрагментарные сведения по скважинам, найденные в Интернете. Более полная информация, скорее всего, будет и более доказательной. В этом мы убедились на примере Абаканского газового месторождения в Нижнеангарском районе.

Обращают на себя внимание многоярусные «колонны» аномалий на некоторых участках разреза. Напрашивается вывод, что они указывают на глубинные источники углеводородов и каналы их субвертикальной миграции. Наиболее «обильные» наблюдаются на северо-западном фланге месторождения. Несомненно, впоследствии добыча здесь будет самой долговременной на месторождении. В настоящее время инфраструктура промысла,

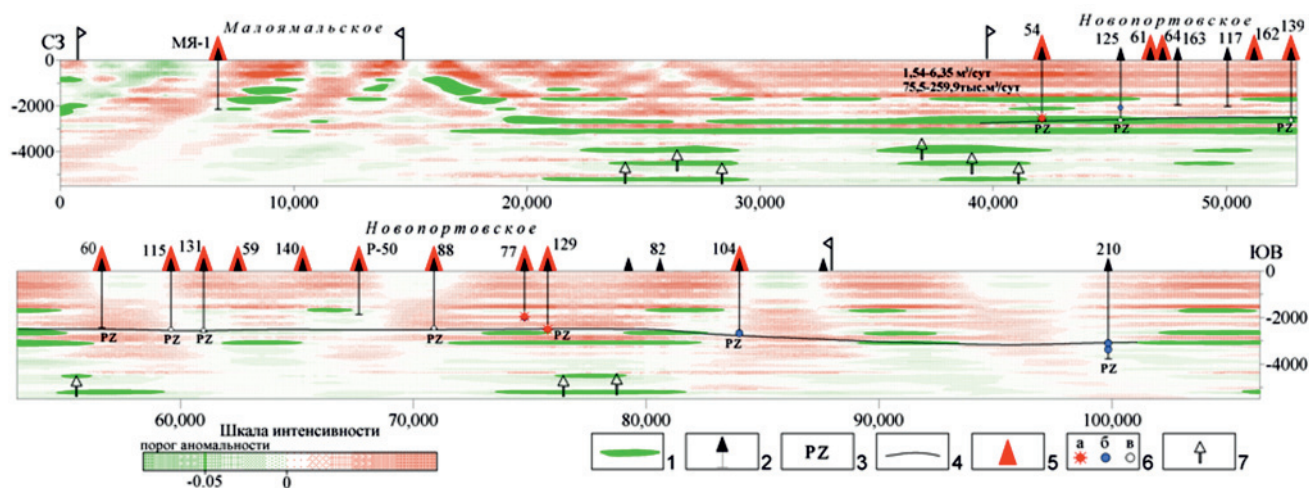


Рис. 5. Разрез гравитомографической модели по продольной оси Новопортовской нефтегазоносной структуры
1 – достоверные аномалии разуплотнения, отождествляемые с горизонтами нефтегазонасыщенных коллекторов (порог аномальности $A = -0,05$ усл. ед.); 2 – скважины; 3 – палеозойские образования на забое скважины; 4 – поверхность палеозойского фундамента по данным поисковых работ; 5 – скважины с промышленными притоками углеводородов; 6 – вид притоков в скважине: а – УВ, б – вода, в – «сухие» объекты; 7 – предполагаемые каналы субвертикальной миграции углеводородов

ориентированная на известные залежи, обустраивается значительно южнее.

Выводы

Результаты сравнения гравитомографической модели Новопортовской площади и фактических данных поисковых и разведочных работ позволяют сделать следующие выводы.

1. Модель, построенная в результате камеральных работ на основе данных гравиметрической съемки м-ба 1:200 000, достаточно объективно отражает перспективы нефтегазоносности Новопортовской площади.

2. Продуктивность низкоплотных неоднородностей, наблюдаемых до глубины 2112 м, подтверждается открытыми относительно небольшими залежами углеводородов в мезозойском чехле (Новопортовское и Малоямальское месторождения).

3. Гораздо более крупные перспективные аномалии наблюдаются на больших глубинах; самые значительные приурочены к кровле и верхней части палеозойского фундамента.

4. Продуктивность аномалий в кровле подтверждается притоками углеводородов в скважинах, попавших в аномалии, а за их пределами в скважинах преобладает «сухой» коллектор.

5. Перспективные аномалии в верхней части палеозойского фундамента (глубина около 3100 м) скважинами не пройдены; они приурочены к контрастной плотностной границе и, по аналогии с месторождениями Нижнеангарского района Восточ-

ной Сибири, могут являться наиболее продуктивной частью месторождения.

6. Проекция аномалий на глубоких горизонтах объединяются в зону шириной до 10 км, протягивающуюся в северо-западном направлении от Обской губы до Малоямальского месторождения; предположительно, зона обусловлена разломом глубокого заложения, ослабленные участки которого способствуют субвертикальной миграции углеводородов.

За счет новых крупных залежей в кровле и в верхней части палеозойского фундамента, предполагаемых по гравитомографической модели, в том числе на северо-западном и на южном флангах, ресурсы Новопортовского месторождения могут быть значительно увеличены. Своевременный учет потенциальных залежей позволил бы в дальнейшем, когда залежи будут открыты, избежать дополнительных затрат на изменение созданной к тому времени инфраструктуры промысла, а также минимизировать техногенное воздействие на природную среду.

Рассмотренный пример Новопортовской площади в очередной раз показал, что томографический анализ уже имеющихся гравиметрических данных, отличаясь такими свойствами, как оперативность, информационная результативность и несравнимо малая (сравнительно с сейсморазведкой) себестоимость, может существенно облегчить недропользователю поисковый этап, начиная с выбора оптимального контура будущего лицензионного участка.

© К. В. Тараканов, 2017