

**МОДЕЛЬНЫЕ ОЦЕНКИ ПОМЕХ ПРИ СКВАЖИННОМ ГРАВИМЕТРИЧЕСКОМ
МОНИТОРИНГЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

А.Н. Василевский^{1,2,3}, Ю.А. Дашевский^{2,3}

¹ *Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия*

² *Компания «Бейкер Хьюз», Новосибирский технологический центр,
630128, Новосибирск, ул. Кутателадзе, 4а, Россия*

³ *Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 2, Россия*

Рассмотрены некоторые проблемы гравитационного мониторинга месторождений нефти и газа, возникающие при решении задачи определения положения водонефтяного и газонефтяного контактов с помощью инверсии повторных скважинных гравиметрических измерений. Рассмотрены основные шумовые помехи в измеряемом гравитационном поле: ошибки позиционирования прибора по вертикали, изменения атмосферного давления, изменения уровня грунтовых вод и влажности почвы. Предложен алгоритм учета помех на основе использования многосенсорного прибора. Приведены примеры решения модельных задач восстановления фронта заводнения.

Скважинная геофизика, гравиразведка, обратные задачи, мониторинг.

GRAVITY MONITORING AT OIL AND GAS FIELDS: DATA INVERSION AND ERRORS

A.N. Vasilevskiy and Yu.A. Dashevsky

The present paper considers certain problems of gravity monitoring at oil and gas fields arising as a result of the inversion of repeat measurement data, when finding the positions of water–oil and water–gas contacts. The main sources of noise in gravity data are errors in vertical positioning of the tool, changes in atmospheric pressure, and variations in groundwater level and soil moisture. An algorithm based on using a multisensor borehole tool is proposed for a more accurate inversion. Examples of successful location of the water front while solving model problems with the help of this algorithm are provided.

Borehole geophysics, gravity surveillance, inversion, monitoring

ВВЕДЕНИЕ

Развитие гравиметрического метода исследований в настоящее время обусловлено целым рядом причин, и среди них первостепенное значение имеет улучшение качества измерений силы тяжести: увеличение точности приборов и точности их позиционирования в пространстве, совершенствование методик наблюдений и обработки материалов. Все это, в свою очередь, сопряжено с возникновением новых задач гравиметрии: мониторингом водных ресурсов, газовых хранилищ и месторождений нефти и газа.

Мониторинг нефтегазовых месторождений сводится прежде всего к слежению за процессом искусственного заводнения (закачки воды), необходимого для повышения добычи углеводородов. Различие плотностей закачиваемой воды и углеводородов обуславливает изменения плотности флюида в пористой среде, и появляется возможность использовать повторные измерения гравитационного поля для контроля за этими изменениями плотности и как следствие — за перемещением водонефтяного (или газонефтяного) контакта [Brady et al., 2006].

ПРОБЛЕМЫ ГРАВИМЕТРИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

В процессе гравитационного мониторинга месторождений приходится сталкиваться с трудностями, преодоление которых часто или невозможно, или сопряжено с большими затратами. Основные из этих трудностей мы перечислим ниже.

Амплитуды неприливных помех при повторных гравиметрических наблюдениях

Источник	Разгрузка/Событие		Сезонные	
	Значение (мкГал)	Характеристика	Значение (мкГал)	Характеристика
Гидрогеологические изменения	14	Водосброс	от 5 до 10 до 30	Типичные Тропические районы
	10—35 мкГал/год	Водосброс, сопряженный с проседанием почвы	до 60	У водоемов
Атмосферное давление	±20	Возможно за 2 дня	±2	Среднее
Вулканические процессы	+40 до -80	Смещение поверхности / перемещение масс	—	—
	≈ 120	Геотермальные поля	—	—
Землетрясения/смещения поверхности	0.4 до +0.5	Зависит от силы землетрясения	—	—
	-80 до -400		—	—
Нагрузка на дно океана	20	На удалениях до 100 км	—	—

1. Малая амплитуда сигнала. Амплитуда гравитационного сигнала, возникающего за счет перемещения фронта углеводородов, как правило, не превышает десятков микрогал в скважине (100—200 мкГал — в непосредственной близости от фронта) и нескольких десятков микрогал — на поверхности. Поэтому для надежного решения задач гравитационного мониторинга необходимо иметь высокоточные приборы для измерения гравитационного поля и на поверхности, и в скважинах. В настоящее время наземные инструменты позволяют выполнять относительные измерения гравитационного поля с повторяемостью 3—5 мкГал. Имеющиеся скважинные гравиметры имеют меньшую точность и практически малопригодны для решения задач гравитационного мониторинга глубокозалегающих (более 2 км) нефтегазоносных пластов, когда поверхностные гравиметрические измерения малоинформативны. Так, например, повторяемость скважинного гравиметра компании Scintrex составляет 5—7 мкГал [Seigel et al., 2007, 2009].

2. Достаточность данных. Создание адекватной поставленной задачи сети наблюдений является актуальной задачей. Ее решение осложняется фиксированным положением скважин, где могут производиться гравиметрические наблюдения. Количество таких скважин, их плотность и расположение может оказаться недостаточным для решения задачи с заданной точностью. Анализ результатов моделирования показал [Vasilevskiy, Dashevsky, 2007], что задача гравитационного мониторинга фронта заводнения на газовом месторождении может быть решена с погрешностью около 200 м, если расстояния между измерительными скважинами в среднем не более 2 км, а измерения силы тяжести проводятся с точностью порядка 1—2 мкГал. При средних расстояниях между скважинами не более 1.5 км требования к точности приборов снижаются до 5 мкГал.

3. Минимизация помех и ошибок измерений. Для получения высокой точности гравиметрических измерений необходимо обеспечить позиционирование измерительного прибора с высокой точностью и произвести фильтрацию ошибок, связанных с переменными во времени гравитационными полями. Переменные поля могут быть обусловлены многими причинами: лунно-солнечными приливами, вариациями атмосферного давления, изменением уровня грунтовых вод и насыщения влагой почв, деформациями земной поверхности, тектоническими и техногенными процессами и т.д. В обзоре рабочего семинара «Ошибки в гравиметрических данных», проведенного в рамках ежегодного собрания SEG в 2002 г. описаны основные неприливные источники гравиметрических помех и их амплитуды (см. таблицу).

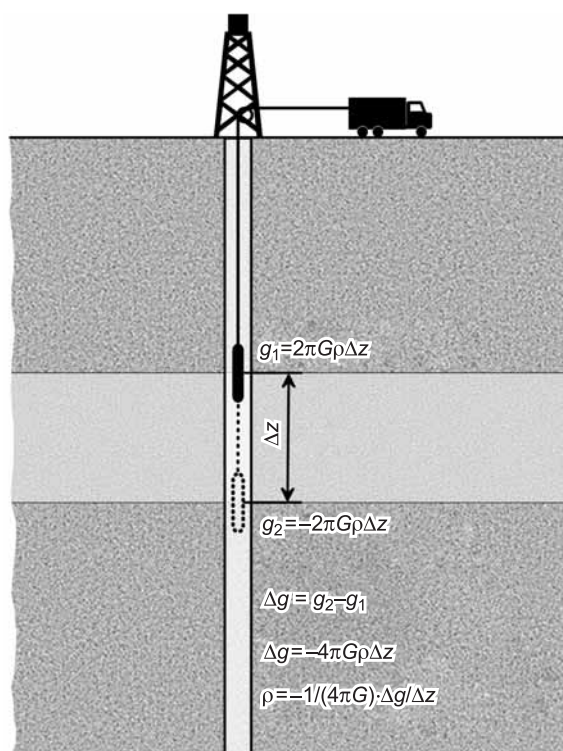


Рис. 1. Определение объемной плотности после исключения нормального земного градиента (0.30861 мГал/м).

4. **Адекватная плотностная модель.** Детальность и точность решения задачи мониторинга можно существенно улучшить, если для интерпретации гравиметрических данных использовать модели, адекватно описывающие среду и процесс заводнения. Алгоритмы инверсии гравитационного поля и особенно методы регуляризации обратной задачи также играют существенную роль в условиях недостатка данных. При густой сети измерительных скважин задача существенно упрощается, так как достаточно прямых определений плотности газо- и нефтенасыщенного пласта по гравиметрическим измерениям. Распространенный подход к расчету плотности пласта вокруг скважины использует свойство скважинной гравиметрии: вертикальный градиент силы тяжести в скважине прямо пропорционален плотности горизонтального пласта между точками измерения [Smith, 1951]. Это свойство показано на рис. 1.

Обработка данных, полученных при помощи скважинного гравиметра, включает в себя поправку на нормальный вертикальный градиент силы тяжести (в свободном воздухе). После исключения нормального вертикального градиента, плотность на интервале измерения ρ может быть легко рассчитана:

$$\rho = -\frac{1}{4\pi G} \frac{\Delta g}{\Delta z}, \quad (1)$$

где ρ — интервальная плотность, G — гравитационная константа, Δg — изменение силы тяжести с поправкой на нормальный градиент, Δz — вертикальная мощность интервала.

ОШИБКИ И ПОМЕХИ СКВАЖИННЫХ ГРАВИМЕТРИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ

Ошибки позиционирования. В общем случае определение положения водонефтяного и газонефтяного контактов основано на инверсии дифференциальных повторных или мониторинговых (непрерывных во времени) скважинных гравиметрических измерений. Как уже отмечалось, требуемая точность скважинных гравиметрических данных — порядка микрогал. В этом случае следует уделять особое внимание различным типам ошибок, характерных для скважинной гравиметрии. Очевидно, что высококачественные данные, полученные высокоточным гравиметром, могут быть испорчены помехами, связанными с плохой повторяемостью.

Ошибка глубины при повторном позиционировании прибора вносит дополнительный вклад в измеряемый сигнал по двум причинам. Во-первых, это вклад от нормального градиента δg_0 поля силы тяжести, равный 308.6 мкГал/м. Во-вторых, поскольку измерения производятся внутри среды, появляется дополнительный член δg_s в измеренном поле. Обычно этот дополнительный член определяется поправкой Прёя для тонкого слоя Δh , выражаемой как $\delta g_s = -83.84\rho\Delta h$ (мкГал), где ρ (г/см³) — средняя плотность породы в точке измерения; Δh (м) — относительное смещение датчика во время повторного измерения.

Таким образом, ошибка позиционирования прибора δg может быть интерпретирована как случайная ошибка измерения δg , зависящая от плотности породы и относительного смещения следующим образом:

$$\delta g = \delta g_0 + \delta g_s = (308.6 - 83.84\rho)\Delta h \quad (\text{мкГал}). \quad (2)$$

На глубинах ~ 2000—3000 м плотность осадочной породы обычно составляет ~ 2.4—2.5 г/см³. Таким образом, ошибка позиционирования ± 0.15 м эквивалентна дополнительной ошибке полевых измерений порядка ± 15 мкГал, т.е. при повторных скважинных измерениях ошибка, определяемая уравнением (2), может существенно превышать паспортную ошибку повторяемости прибора.

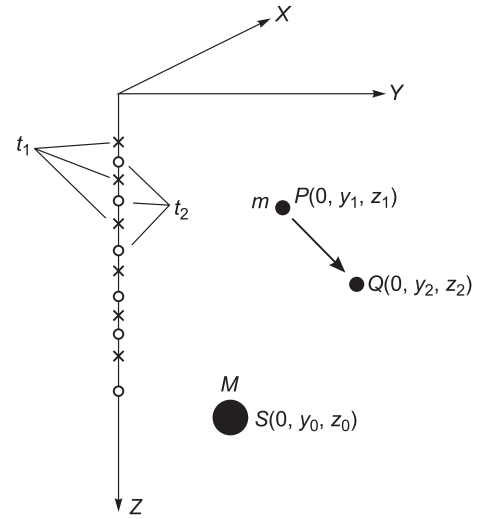
Существует подход к решению обсуждаемой проблемы, который позволяет существенно уменьшить ошибки, связанные с неизвестным смещением Δh . Для этого проводится измерение вертикального градиента вместо гравитационного поля. Однако следует отметить, что этот метод обладает двумя серьезными недостатками: низкой величиной сигнала и повышенной локальностью исследования.

Коррекция повторного позиционирования скважинного гравиметра с несколькими датчиками. Рассмотрим вновь предложенный метод коррекции повторного позиционирования скважинного гравиметра, оснащенного не одним, а несколькими датчиками. Этот метод может позволить в значительной степени компенсировать неизвестные ошибки позиционирования скважинного гравиметра при повторных измерениях [Vasilevskiy et al., 2014].

Для иллюстрации предлагаемого решения приводится следующая простая модель (рис. 2). Модель включает в себя две массы m и M , расположенные в свободном пространстве с ортогональными осями X, Y, Z , где ось Z направлена вертикально. Вначале, в момент времени t_1 , масса m расположена в точке $P(0, y_1, z_1)$. В более позднее время, т.е. $t > t_1$, масса m смещается, и в момент $t = t_2$ достигает фиксированной позиции в точке Q с координатами $(0, y_2, z_2)$. Масса M расположена в точке S с независимы-

Рис. 2. Расположение гравитационных масс m и M и точек измерения в моменты времени t_1 и t_2 .

Масса m в момент t_1 находилась в точке $P(0, y_1, z_1)$, а в момент t_2 — в точке $Q(0, y_2, z_2)$. Положения точек измерения в момент t_1 показаны крестиками, а в момент t_2 — кружками с незалитым центром.



ми от времени координатами $(0, y_0, z_0)$ и удовлетворяет условию, что поле тяжести массы M превышает поле m на несколько порядков, т.е. $M \gg m$.

Начальные измерения проводятся в момент времени t_1 и затем в момент времени t_2 при помощи измерительной системы, расположенной на оси z . В момент времени t_1 гравитационное поле g_z измеряется в точках $z_{A,i}$, $i = 1, \dots, N$, а в момент времени t_2 — в точках $z_{B,i}$, $i = 1, \dots, N$. Цель — найти относительные смещения $\Delta y_{2,1}$, $\Delta z_{2,1}$ массы m , представленные в следующих уравнениях:

$$\Delta y_{2,1} = y_2 - y_1, \quad \Delta z_{2,1} = z_2 - z_1. \quad (3)$$

В случае, когда измерения используются для гравиметрического мониторинга резервуара, гравитационное поле массы M соответствует нормальному полю Земли, а поле массы m — аномальному полю силы тяжести, вызванному движением фронта жидкости. Измерительная система моделирует повторные скважинные измерения гравитационного поля.

Во время повторных наблюдений гравитационного поля на оси z координаты точек измерения $z_{A,i}, z_{B,i}$ оказываются различными из-за ошибки позиционирования, разница значений равна Δz_i :

$$z_{B,i} = z_{A,i} + \Delta z_i, \quad i = 1, \dots, N. \quad (4)$$

Известно, что гравитационное поле каждой массы имеет следующий вид на оси z :

$$g_{z,m}(z, t_1) = Gm \frac{z - z_1}{[(z - z_1)^2 + y_1^2]^{3/2}}, \quad t = t_1 \quad (5)$$

$$g_{z,m}(z, t_2) = Gm \frac{z - z_2}{[(z - z_2)^2 + y_2^2]^{3/2}}, \quad t = t_2 \quad (6)$$

$$g_{z,M}(z) = GM \frac{z - z_0}{[(z - z_0)^2 + y_0^2]^{3/2}}. \quad (7)$$

Согласно принципу суперпозиции, полное поле тяжести g_z может быть записано следующим образом:

$$\begin{aligned} g_z(z, t_1) &= g_{z,M}(z) + g_{z,m}(z, t_1), \\ g_z(z, t_2) &= g_{z,M}(z) + g_{z,m}(z, t_2). \end{aligned} \quad (8)$$

Можно использовать разницу в поле тяжести, последовательно измеренного в два разных момента времени t_1, t_2 , для измерения аномального поля тяжести, представляемого как дифференциальное поле Δg_z :

$$\Delta g_z = g_z(z, t_2) - g_z(z, t_1). \quad (9)$$

Данное уравнение может быть переписано следующим образом:

$$\Delta g_z = (g_{z,m}(z_B, t_2) - g_{z,m}(z_A, t_1)) + (g_{z,M}(z_B, t_2) - g_{z,M}(z_A, t_1)). \quad (10)$$

Следует отметить, что поле Δg_z при фиксированной z зависит от трех неизвестных параметров задачи: относительные смещения массы m ; $\Delta y_{2,1}$, $\Delta z_{2,1}$ и ряд погрешностей, связанных с повторным по-

зиционированием гравиметра: $\Delta z_i, i = 1, \dots, N$. При линейной аппроксимации уравнение (6) может быть переписано для каждой i -й точки следующим образом:

$$\Delta g_z \approx \frac{\partial g_{z,m}(z_{A,i})}{\partial z_1} \Delta z_{2,1} + \frac{\partial g_{z,m}(z_{A,i})}{\partial y_1} \Delta y_{2,1} + \frac{\partial g_{z,m}(z_{A,i})}{\partial z_{A,i}} \Delta z_i + \frac{\partial g_{z,M}(z_{A,i})}{\partial z_{A,i}} \Delta z_i. \quad (11)$$

Если ошибкой, связанной с повторным позиционированием гравиметра во время скважинных наблюдений, можно пренебречь ($\Delta z_i \equiv 0$), в задаче останется только две искомым неизвестных $\Delta y_{2,1}, \Delta z_{2,1}$. Если число точек $N \gg 2$, то для множества из N значений разностного поля тяжести Δg_z , расчетное значение $\Delta y_{2,1}, \Delta z_{2,1}$ может быть получено, например, методом наименьших квадратов.

Однако в полевых условиях ошибкой повторного позиционирования пренебрегать нельзя, т.е. $\Delta z_i \neq 0$, и задача усложняется. Когда условие $M \gg m$ удовлетворено, последний член в уравнении (11) приносит значительную неконтролируемую ошибку в разностное поле Δg_z , потому что значения Δz_i неизвестны. Формальная сложность здесь заключается в том, что число неизвестных в рассматриваемом примере становится $N + 2$ (N неизвестных Δz_i и 2 значения $\Delta y_{2,1}, \Delta z_{2,1}$), т.е. больше числа уравнений.

Предлагается следующее решение указанной проблемы. Предположим, что скважинный гравиметр имеет K гравитационных датчиков, вмонтированных в его корпус, и расстояние между ними не меняется во время измерений. В этом случае число значений гравитационного поля для каждого положения гравиметра в скважине будет получено не одно, а K . Заметим, что при фиксированном положении гравиметра, каждое из K измерений несет ту же самую ошибку позиционирования. Число неизвестных остается тем же: $N + 2$, но число уравнений возрастает до $N \cdot K$, что позволяет решить задачу по определению как смещения источника сигнала, так и смещения датчиков.

Модельный пример нахождения неизвестной ошибки повторного позиционирования гравиметра показан на рис. 3. Вычисления производились следующим образом. Для модели геологического пласта первоначальные координаты скважинного датчика предполагались точно известными, а в последующих (повторных) измерениях в координаты датчиков, размещенных в скважине, вносилась случайная ошибка (см. рис. 3, график 1). Затем рассчитывалось гравитационное поле в предположении, что произошло изменение положения аномальных масс, и решалась обратная задача относительно неизвестных смещений датчиков и смещения масс (см. рис. 3, график 2). Точность определения неизвестных смещений иллюстрируется графиком 3 на рис. 3.

Как следует из представленных данных, предложенный метод коррекции ошибки позиционирования позволяет достаточно точно оценивать величину смещения датчика и тем самым снижать суммарную ошибку повторных гравитационных наблюдений в скважине.

Анализ модельных расчетов позволил установить применимость предложенного алгоритма:

- Небольшие величины смещений сенсоров при повторном позиционировании ($\Delta z_i < 20$ см).

- Значительное (по сравнению с вертикальным размером прибора) удаление прибора от аномальной массы. В задачах мониторинга нефтегазовых месторождений для обеспечения этого условия достаточно, чтобы измерительная скважина была удалена от фронта заводнения на 20—50 м.

Помехи от изменения влагонасыщенности почв и уровня грунтовых вод. Помехи, обусловленные изменением уровнем грунтовых вод и изменением влагонасыщенности почвы, могут достигать по амплитуде 20—30 мкГал и являются значимыми при повторных или мониторинговых наблюдениях силы тяжести на месторождениях углеводородов. Вариации силы тяжести на дневной поверхности в интервалах времени сутки—год являются наиболее сложными для учета и предсказания [Harnisch, Harnisch, 2006]. Это обусловлено двумя причинами.

Первая заключается во временной изменчивости локального (для каждой точки измерения) баланса водных ресурсов, включающего много компонент (снег и дождь, влажность почвы). Как правило,

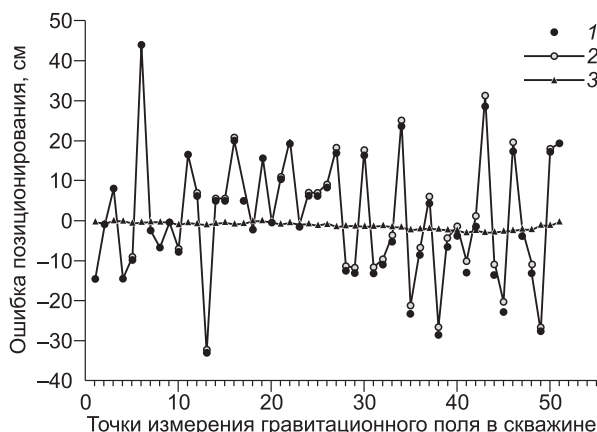


Рис. 3. Результат определения смещения гравитационного сенсора относительно его начального положения при проведении повторных гравиметрических наблюдений в скважине.

Графики: 1 — истинные смещения; 2 — восстановленные смещения; 3 — разность между восстановленным и истинным смещением.

количество атмосферных осадков оценить несложно. Изменения уровня грунтовых вод также могут быть учтены при наличии скважин, его отслеживающих. Влияние влажности почв поддается оценке существенно сложнее, однако, ввиду малости этого влияния, как правило, не более 1.5 мкГал [de Goffau, 2006], даже 30%-я точность учета этого эффекта может оказаться удовлетворительной. Суммарное влияние влажности почвы и изменения снежного покрова могут обеспечить вариации силы тяжести до 5 мкГал [Hasan et al., 2008] при точности прогноза с помощью гидрологических моделей до 80 %.

Вторая причина заключается в пространственных масштабах явления. Проницаемость почв и система грунтовых вод неоднородна в локальном масштабе (метры и километры), и поэтому оценка количества влаги вблизи точки наблюдения требует значительного объема измерений.

В результате, несмотря на ценность гидрологической информации, она не позволяет установить регрессионные зависимости для коррекции переменного гравитационного поля. В случае плоского слоя мощностью h с пористостью ϕ влагонасыщенность ρ определяет гравитационный эффект δg посредством формулы [Торге, 1999]:

$$\delta g = 2\pi G \rho \phi h = 42 \rho \phi h \text{ мкГал/м.} \quad (12)$$

Но даже в этом случае формула не определяет взаимосвязь вариации силы тяжести и влагонасыщенности, поскольку характер распределения пористости по латерали обычно неизвестен.

Если для отдельных пунктов поверхностных наблюдений силы тяжести может быть создана адекватная гидрогеологическая модель, объясняющая основную часть вариаций силы тяжести, то для скважинных измерений такую модель создать на порядок сложнее. Это связано с существенно иной позицией гравиметра, который измеряет только вертикальную компоненту силы тяжести, по отношению к возмущающим массам. При измерениях на поверхности телесный угол видимости этих масс мал, и сила притяжения имеет преимущественную горизонтальную компоненту, тогда как при скважинных измерениях эти массы находятся непосредственно над прибором, и даже удаленные от устья скважины массы имеют значительное гравитационное влияние. Это означает, что для адекватного учета гидрологических изменений нужна информация обо всей приповерхностной области региона.

На рис. 4 приведены результаты моделирования гравитационного влияния гидрогеологического фактора. Вариации аномальных приповерхностных масс, обусловленные изменением уровня грунтовых вод и влажности почвы, были аппроксимированы плотностными аномалиями в горизонтальном приповерхностном слое толщиной 1 м (рис. 4, а). Вариации плотности предполагались распределенными случайным образом с диапазоном изменения от 0 до 1 г/см³. Такая модель аномальных масс создает гравитационное поле интенсивностью до 30 мкГал, что соответствует амплитуде реально измеряемых вариаций. Распределение аномального гравитационного поля в вертикальной плоскости по линии профиля А—Б приведено на рис. 4, б. Видно, что интенсивность аномального поля падает с глубиной, но остается высокой: на глубине 2 км его значения могут превышать 20 мкГал. На рис. 4, в приведены рассчитанные вертикальные градиенты аномального гравитационного поля по этому же сечению (значения изолиний градиентов в этвешах). Видно, что градиенты гравитационного поля на глубинах 100 м редко превышают 0.1 Э. Более контрастная модель поверхностных вариаций аномальной плотности, в виде однородного полубесконечного тонкого пласта приведена на рис. 5. Аномальное поле для этой модели на глубинах порядка 2 км достигает 40 мкГал, а его градиент на глубине 300 м — 0.2 Э.

Помехи, связанные с изменением атмосферного давления. Изменение атмосферного давления в окрестности точки измерения силы тяжести приводит к изменению плотности воздуха. Поскольку эти изменения происходят в большом объеме, высокочувствительные гравиметры могут их зарегистрировать. Следует отметить, что пространственные и временные градиенты изменения силы тяжести, связанные с изменением атмосферного давления, могут быть довольно большими: до 0.07 мкГал/км и 1.8 мкГал/ч соответственно [Merriam, 1992; Seigel, 1995], а величина вариаций силы тяжести может достигать 30 мкГал. Известно [Merriam, 1992; Neumeier et al., 2004], что регрессионная связь (с коэффициентом 3.6—4.3 мкГал/кПа) предсказывает до 90 % изменений силы тяжести, обусловленных изменением давления. Более точный прогноз требует расчета трехмерных моделей, охватывающих объем диаметром не менее 100 км по латерали и 30—50 км по высоте. Было показано [Neumeier, 2004], что при одном и том же атмосферном давлении эффект гравитационного притяжения аномальных атмосферных масс может различаться на 3 мкГал и более за счет различного 3D распределения этих масс. При измерениях гравитационного поля в скважинах сложность учета эффекта трехмерности распределения аномальных атмосферных масс увеличится. Чтобы убедиться в этом, мы сравнили гравитационные поля на больших глубинах от двух моделей осесимметричных распределений аномальной плотности, создающих одинаковое аномальное поле в центральной точке на поверхности Земли (рис. 6).

Первая модель (см. рис. 6, а) представляет собой цилиндр радиусом 25 км и высотой 2 км с аномальной плотностью 0.254 кг/м³, которая на удалениях от центра более 20 км плавно убывает до нуля. Вторая модель (см. рис. 6, б) включает пять слоев цилиндрической формы, с радиусами от 50 до 40 км,

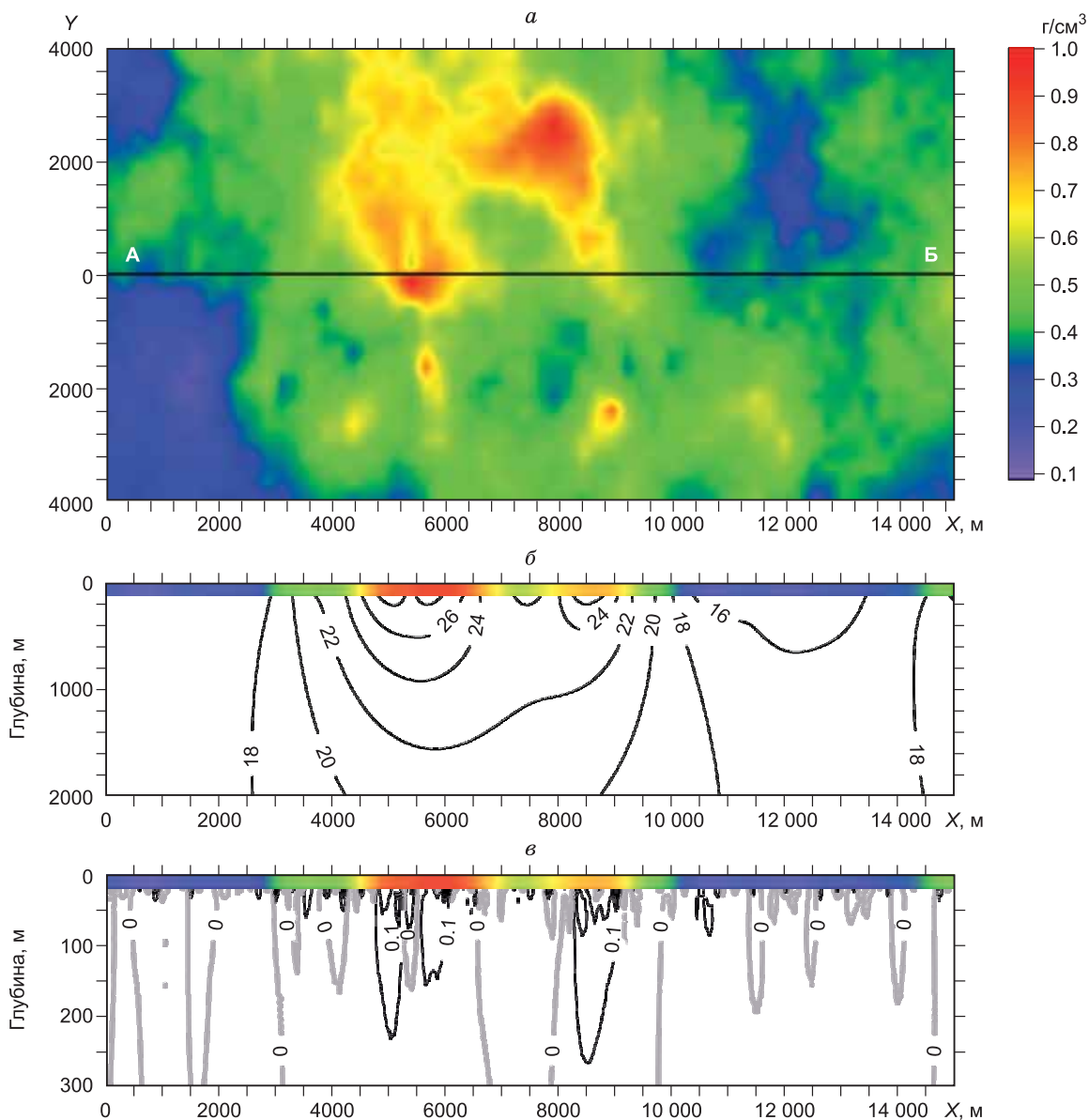


Рис. 4. Результаты моделирования гравитационного влияния гидрогеологического фактора (псевдослучайное распределение).

a — распределение аномальной плотности в приповерхностном слое мощностью 1 м; *б* — аномальное гравитационное поле аномальных масс по профилю А—Б (в мкГал); *в* — аномальный вертикальный градиент по профилю (в этвешах). Вертикальная мощность аномальных масс на рисунках *б* и *в* показана условно.

высотой от 2 до 10 км и плотностью от 0.1 до -0.0128 кг/м^3 . Общий характер распределения аномальной плотности, представленной до высоты 16 км, взят из работы [Neumeier et al., 2004]. На рис. 6, в показано распределение аномалий силы тяжести в вертикальной плоскости до глубин 2 км, обусловленной распределением аномальной плотности второй модели (см. рис. 6, б). Видно, что амплитуда поля затухает с глубиной незначительно, меньше чем на 10%. Различия в распределении аномальных значений силы тяжести, обусловленных первой и второй моделью, иллюстрирует рис. 6, г, где показано, что вариации аномального поля силы тяжести, обусловленные различными трехмерными распределениями аномальных атмосферных масс, практически не уменьшаются с глубиной, и могут достигать 7 мкГал. Отметим, что вертикальный градиент рассчитанных аномалий силы тяжести очень мал и не превышает 0.007 Э.

Коррекция гравитационных шумов для скважинного гравиметра с несколькими датчиками. Чтобы облегчить решение проблем, связанных с вышерассмотренными гравитационными помеха-

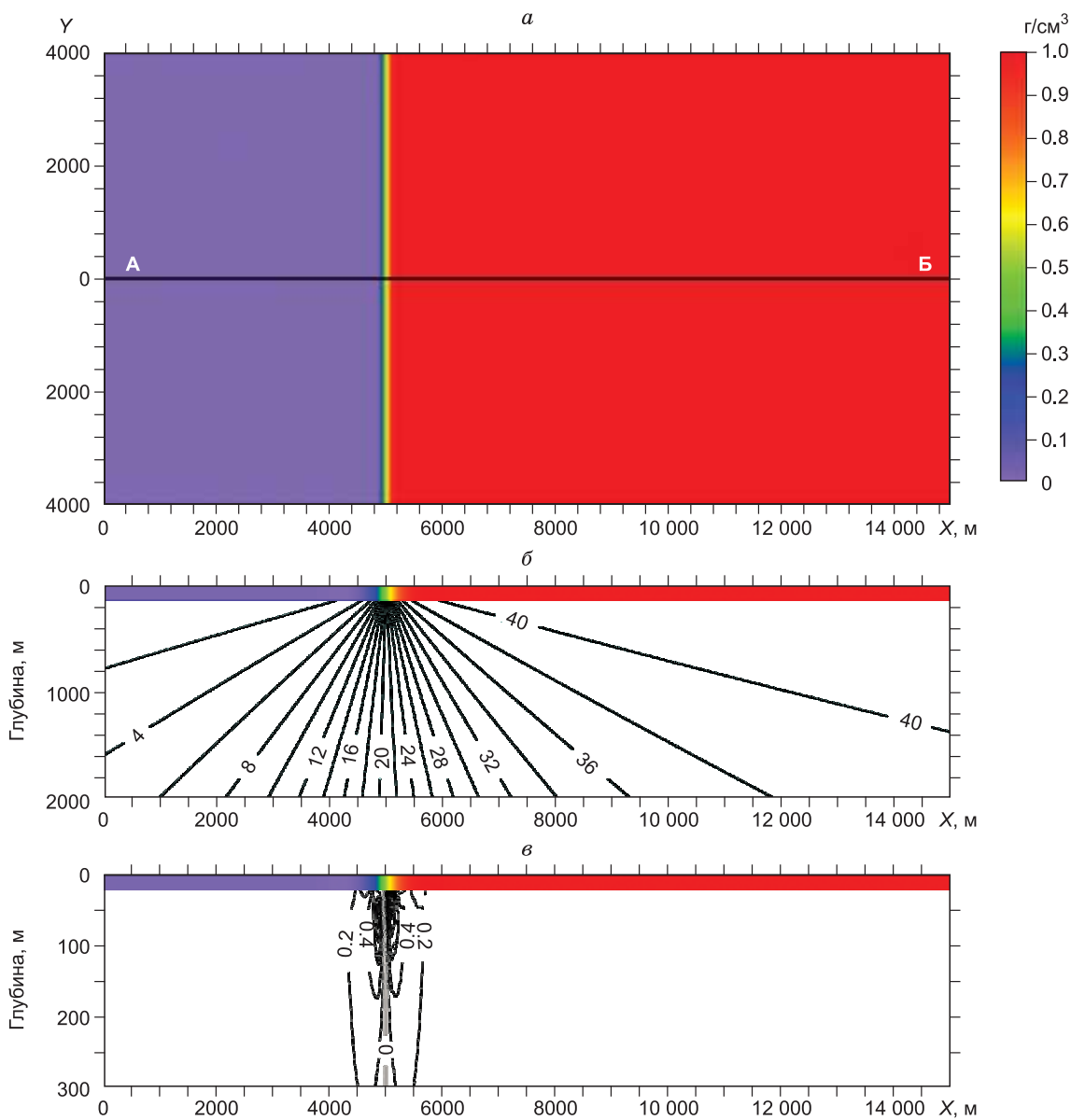


Рис. 5. Результаты моделирования гравитационного влияния гидрогеологического фактора (максимальная контрастность).

a — распределение аномальной плотности в приповерхностном слое мощностью 1 м; *б* и *в* — то же, что на рис. 4.

ми, обратимся к способу коррекции ошибки позиционирования. Метод коррекции с помощью перспективного многосенсорного прибора основан на различном характере вклада в измеряемое гравитационное поле вертикального смещения прибора и перемещения контакта вода/углеводороды. Изменения гравитационного поля, обусловленные вертикальным смещением, одинаковы для всех сенсоров прибора (с точностью до малых второго порядка). Передвижение фронта углеводородов приводит (в общем случае) к различным изменениям гравитационного поля в разных датчиках многосенсорного прибора, т.е. вертикальный градиент полезного сигнала отличен от нуля (рис. 7, б). На рис. 7 представлена обобщенная модель месторождения углеводородов [Pavlas Jr., 2001; Stenger et al., 2001; Alhuthali et al., 2005]: в апикальной части пласта происходит перемещение границы газ/вода, а в периферической части — замещение нефти водой. Представленные цветовым кодом изменения плотности внутри резервуара характеризуют изменения положения фронта воды и степень изменения нефте-, газо-, водонасыщенности. На рис. 7, а представлены изменения аномалии силы тяжести, а на рисунке 7, б — аномальный вертикальный градиент, обусловленные изменением аномальной плотности резервуара. Отметим, что величина

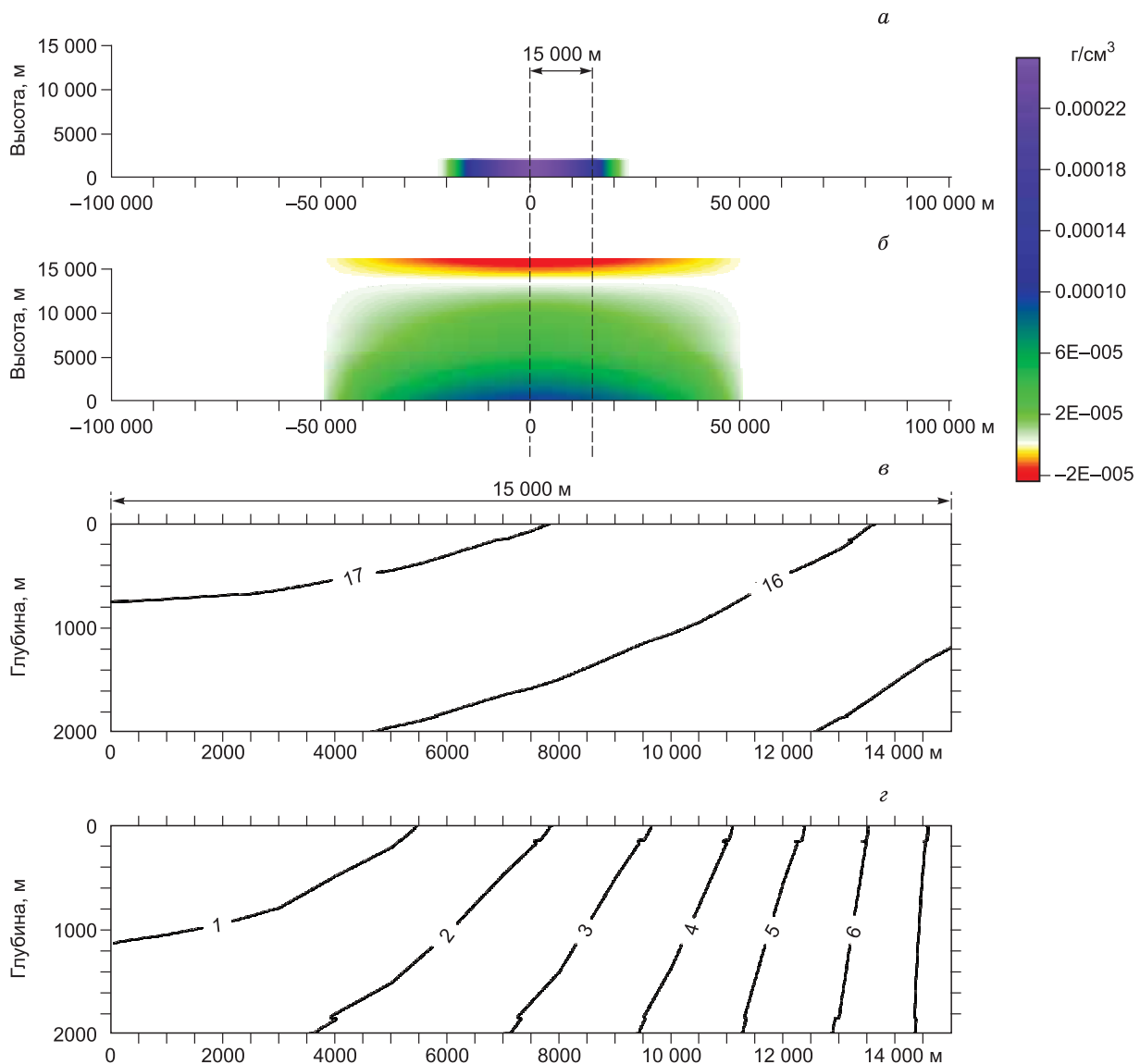


Рис. 6. Сравнение гравитационного влияния различных распределений аномальных атмосферных масс.

a — первая модель распределения аномальной плотности; *б* — вторая плотностная модель; *в* — распределение аномалий силы тяжести в вертикальной плоскости второй модели распределения аномальной плотности; *г* — распределение разницы аномалий силы тяжести первой и второй моделей распределения аномальной плотности.

вертикального градиента обычно составляет 1—2 Э и может быть зарегистрирована с помощью многосенсорного гравиметра. Для надежной регистрации таких градиентов, требуется прибор с разносом сенсоров (нижний—верхний) от 10 м и более (больше—лучше), высокой чувствительностью сенсоров (~ 1 мкГал) и большим их количеством (5—9) [Vasilevskiy et al., 2014]. Таким образом, предложенный метод коррекции гравитационной помехи будет работать в том случае, если полезный сигнал проявляется измеряемым градиентом на базе многосенсорного прибора, а помеха создает градиент, близкий к нулю.

Сделанные нами оценки градиентов помехи, связанной с изменением гидрогеологической составляющей гравитационного поля, лежат, как правило, ниже уровня 0.1 Э. Это означает, что такой градиент не может быть зафиксирован многосенсорным прибором при разносе датчиков на расстояния менее 10 м и их чувствительности порядка 1 мкГал. Аналогичное заключение можно сделать и для помехи,

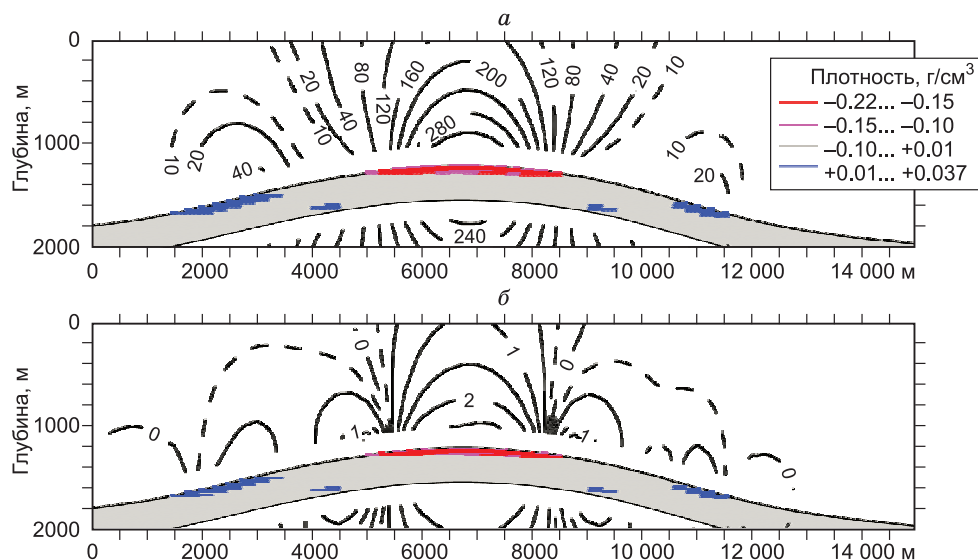


Рис. 7. Результаты моделирования гравитационного влияния изменения плотностей в газонефтяном пласте при заводнении.

а — аномалии силы тяжести (в мкГал); *б* — аномальный вертикальный градиент (в этвешах). Цветовой код — распределение аномальной плотности.

обусловленной изменениями атмосферного давления, так как аномальный вертикальный гравитационный градиент помехи > 0.01 Э.

Предложенная схема коррекции работает как составная часть алгоритма решения обратной задачи для восстановления положения движущегося фронта заводнения. Алгоритм обратной задачи, позволяющий восстановить резкий фронт (контакт) вода—углеводороды мы приводим в следующем разделе.

ИНВЕРСИЯ СКВАЖИННЫХ ГРАВИТАЦИОННЫХ ДАННЫХ

Даже имея в своем распоряжении инструмент для измерения гравитационного поля с необходимой точностью, произвести инверсию поля и получить геологически содержательный результат далеко не просто. Известно, что инверсия гравитационных данных, полученных на дневной поверхности и в скважинах, является одной из наиболее неоднозначных задач разведочной геофизики.

Инверсия гравитационных данных осложняется наличием шума в наблюдаемых данных. Кроме того, как правило, положение точек измерения и количество этих точек не является оптимальным. В результате решение обратной задачи может быть неустойчивым и неединственным. Чтобы уменьшить неоднозначность обратной задачи, необходимо использовать регуляризацию решения. Другими словами, на решение нужно накладывать дополнительные ограничения, носящие априорный характер.

Традиционные подходы к регуляризации инверсии гравитационных данных, сопряженные с минимизацией нормы получаемого решения или с минимизацией нормы пространственной производной решения, дают в качестве решения сглаженные, упрощенные распределения плотности. Эти алгоритмы широко известны, и их способность решать сложные задачи инверсии геофизических данных многократно проверена. Но для задач мониторинга нефтегазовых резервуаров они практически непригодны, поскольку требуется локализовать в геологическом пространстве достаточно резкую границу между водонасыщенной и газонасыщенной фракциями флюида нефтегазоносного коллектора.

В приведенном ниже примере обращение гравиметрических данных осуществлялось с помощью регуляризации по Тихонову, но с использованием подхода, предложенного в [Portniaguine, Zhdanov, 1999], так называемой фокусирующей инверсии. Мы оценили возможности и преимущества совместного использования поверхностных и скважинных данных для мониторинга движения флюида в нефтегазовом коллекторе

Модель газового месторождения Медвежье: оценки возможности гравиметрического метода. Чтобы продемонстрировать, как работает фокусирующая инверсия, мы применили эту технику к синтетическим данным, рассчитанным для упрощенной модели газового месторождения Медвежье в России (рис. 8) [Гриценко и др., 1990].

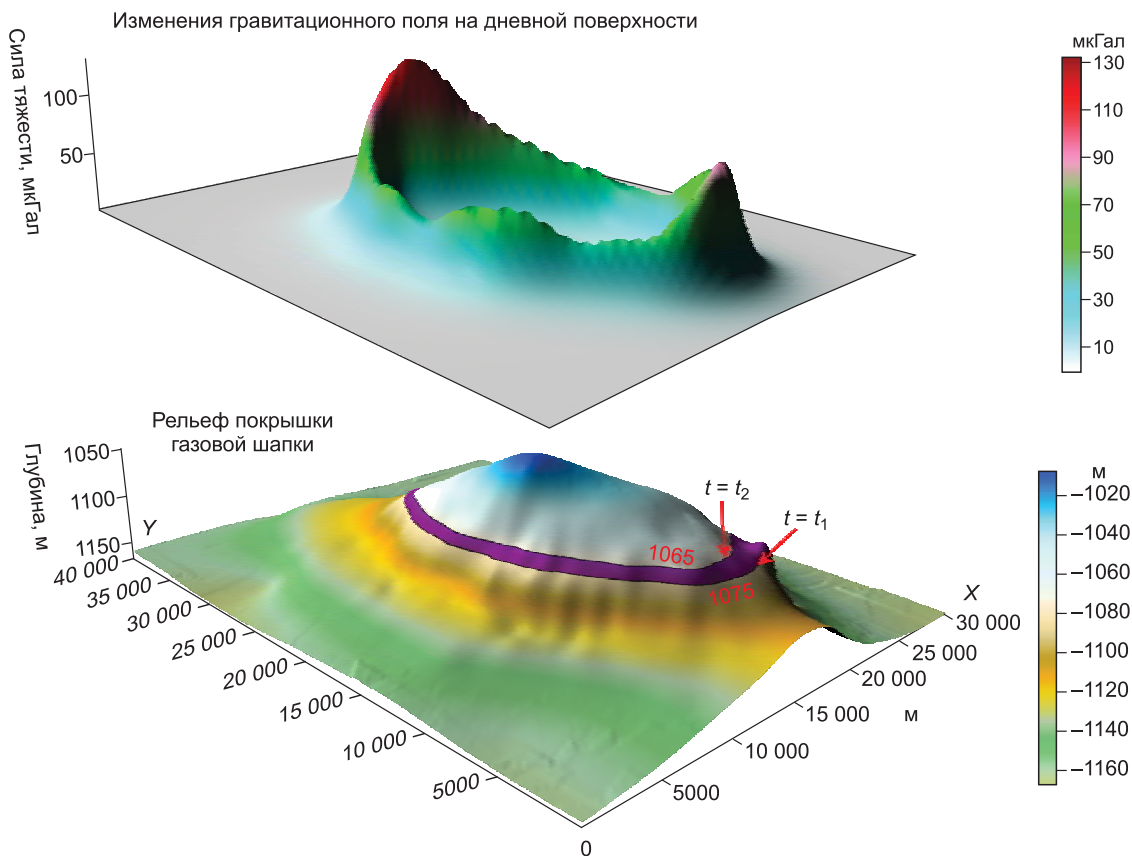


Рис. 8. Модель газового месторождения Медвежье: рельеф кровли продуктивного пласта и изменение гравитационного поля, связанного с добычей газа.

Цветом отображены изменения силы тяжести (мкГал) и глубина кровли пласта (м). Параметры пласта резервуара: глубина — 1020—1160 м; мощность — 40 м; перепад плотности — 0.2 г/см³. Параметры сети скважинных измерений: шаг равномерной сети скважин — 1600 м; расстояние между измерениями в скважинах — 20 м. Параметры сети измерений на поверхности: шаг равномерной сети — 500 м. Уровень ошибки измерений — 5 мкГал.

Использован следующий метод исследования. Вначале была разработана модель плотности коллектора, зависящая от времени. После решения прямой задачи и выделения части гравитационного поля, связанного с продвижением фронта, в синтетические гравиметрические данные был привнесён шум, а затем проведена их инверсия. Шумовой сигнал представлял собой набор случайных величин с нормальным распределением и дисперсией 5 мкГал. Многократное повторение инверсии для различных реализаций шумовой помехи позволило сделать анализ точности восстановления фронта заводнения при мониторинге движения пластовых флюидов.

Мы рассматривали упрощённый сценарий добычи газа. Предполагалось, что газ отбирали скважинами, расположенными в апикальной части структуры, равномерно и при отсутствии декомпрессионных воронок. Мощность газоносного пласта считалась равной 40 м при эффективной пористости 30 % (согласно данным [Гриценко и др., 1990]). В момент времени t_1 положение водогазового контакта считалось известным, мы считали его горизонтальным и расположенным на глубине 1075 м. После извлечения определённого объёма газа (300 млн м³) к моменту времени t_2 положение контакта изменилось. Контакт сместился по вертикали до отметки 1065 м, и в горизонтальном направлении — в соответствии с рельефом газоносного пласта (см. рис. 8). Перемещение водогазового контакта вызвало изменения плотности внутри пласта на значительном протяжении по латерали (1000—2000 м).

Гравиметрическая задача заключалась в определении аномальной плотности, обусловленной смещением газовой воды в области поиска, заведомо включающей зону контакта газ—вода. При этом положение внешней границы (на момент времени t_1) области считалось известным. Полученное в результате инверсии распределение плотности затем интерпретировалось с целью определения контак-

Рис. 9. Распределение вариаций плотности, полученное в результате совместной инверсии поверхностных и скважинных данных с использованием регуляризации и априорных двухсторонних ограничений на аномалии плотности.

та. Априорная информация об объеме добытого газа позволила наложить ограничения сверху на эффективную аномальную плотность.

На рис. 9 показано в плане распределение изменения аномальной плотности, полученное в результате совместной инверсии поверхностных и скважинных данных. Была использована схема фокусирующей инверсии с учетом априорных двухсторонних ограничений на аномалии плотности.

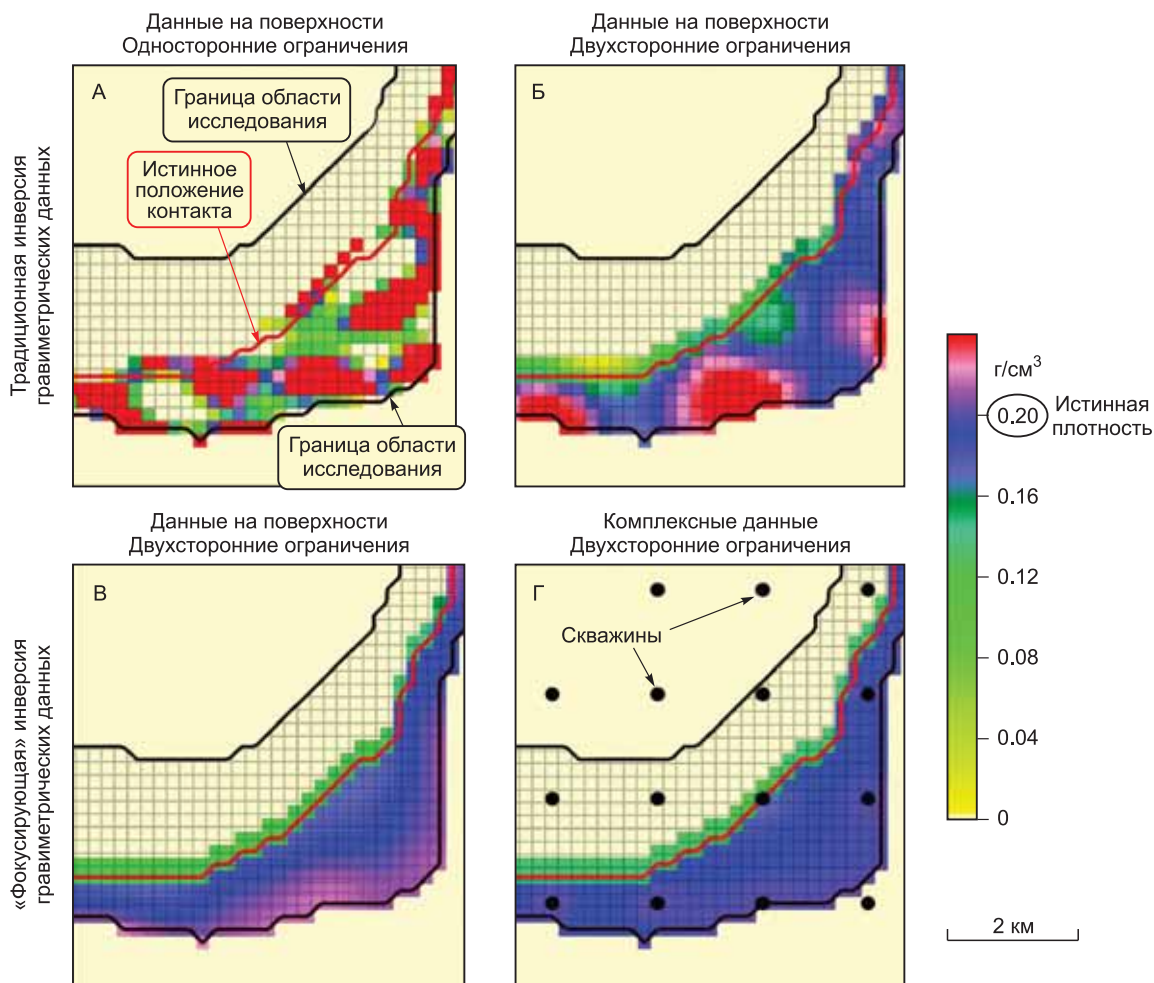
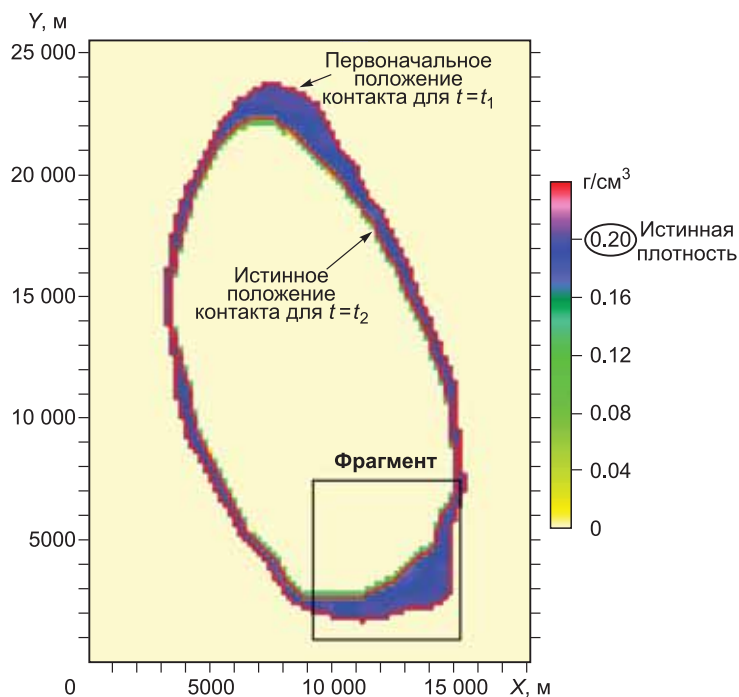


Рис. 10. Увеличенный фрагмент области (см. рис. 9) движущегося контакта газ—вода для различных вариантов инверсии.

Пояснения см. в тексте.

Цветом на рис. 9 представлены аномальные плотности, полученные в результате инверсии. Красная линия отвечает истинному положению искомой границы в установленное время t_2 . Для оценки качества полученного решения необходимо сравнить положение границы, восстановленное в результате инверсии, с истинным, заложенным в первоначальную модель положением фронта. Такое сравнение приводит к выводу, что точность локализации фронта около 150—200 м.

Рис. 10 отображает распределения плотности в области — фрагменте, помеченном на рис. 9. Изображения фрагмента позволяют оценить, как различные алгоритмы инверсии и дополнительная априорная информация, введенная в процедуру инверсии, влияют на качество решения.

Начальное положение фронта (на момент t_1) считалось известным, а новое положение (на момент t_2) определялось внутри области с прямоугольной штриховкой, ограниченной линиями «граница области исследования». Начальное распределение аномальной плотности задавалось как ослабленное в 4 раза истинное распределение плотности с искажением фронта контакта газ—вода на ± 400 —600 м.

Вариант А. Произведена схема инверсии с получением минимального в среднем решения. Введены ограничения на искомое распределение плотности: аномальная плотность, обусловленная продвижением фронта воды, должна быть неотрицательной. Сравнение полученного положения границы с истинным обнаруживает неудовлетворительное качество решения задачи.

Вариант Б. Произведена инверсия с получением минимального в среднем решения, но в отличие от варианта А, введены двухсторонние, довольно жесткие ограничения на искомые аномальные плотности ($0 < \Delta\rho < 0.25$ г/см³). Полученное распределение плотности гораздо более реалистично, чем в случае А, однако полученная граница неудовлетворительно восстанавливает положения фронта.

Вариант В. Поверхностные данные были инвертированы с помощью техники, фокусирующей инверсии и двухсторонних ограничений на аномальную плотность. Для проведения водогазовой границы использовался метод определения границы, основанный на определении минимального носителя градиента [Portniaguine, Zhdanov, 1999]. Очевидно, что газовой контакт восстановился с хорошей точностью.

Вариант Г. Совместно с поверхностными данными были использованы скважинные данные в схеме фокусирующей инверсии; учитывались также и двухсторонние ограничения на аномальную плотность. Полученная граница практически совпадает с истинной, погрешность ее определения составляет 150—200 м. Можно сказать, что проблема восстановления границы решена. Более того, распределение аномальной плотности внутри аномальной очень близко к «истинному», отклонения составляют 10—15 %, что гарантирует устойчивость результата.

Таким образом, фокусирующая инверсия гравитационного поля, полученного по измерениям в скважинах и на дневной поверхности, совместно с использованием априорной информации в виде двухсторонних ограничений на аномальную плотность, позволяет отслеживать движение газовой контакта с точностью 150—200 м.

Следует отметить, что при совместной инверсии поверхностных и скважинных данных, степень влияния последних на точность трассирования контакта зависит от глубины резервуара. Чем глубже резервуар, тем большую роль играют скважинные данные в обеспечении необходимой точности определения положения плотностного контраста, в геологических выводах и рекомендациях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Решение задачи о неточном позиционировании гравитационного датчика должна решаться совместно с задачей восстановления положения движущегося фронта заводнения по гравиметрическим данным.

Традиционные методы регуляризации решения обратной гравиметрической задачи, основанные на классе моделей со сглаженным распределением параметров, не подходят для трассирования водогазового контакта. Существенно лучший результат дает использование фокусирующей инверсии. Этот подход включает особый тип функциональной оптимизации: функционал с минимальным носителем градиента. Инверсия этого вида обеспечивает стабильные решения для класса обратных гравиметрических моделей с резкими границами.

Метод коррекции, использующий прибор с несколькими датчиками, был предложен для исключения ошибки повторного позиционирования гравиметра при повторных измерениях. Показана принципиальная возможность применения этого метода для фильтрации гравитационных помех, обусловленных изменением влагонасыщенности почв, уровнем грунтовых вод и изменением атмосферного давления при повторных (или мониторинговых) измерениях в скважинах.

ЛИТЕРАТУРА

Гриценко А.И., Ермилов О.М., Зотов Г.А., Нанивский Е.М., Ремизов В.В. Технология разработки газовых крупных месторождений. М., Недра, 1990, 302 с.

- Торге В.** Гравиметрия. М., Мир, 1999, 428 с.
- Alhuthali A.H., Awami H.H., Krinis D., Soremi Y., Al-Towailib A.I.** Water management in North 'Ain Dar, Saudi Arabia, SPE paper 93439, presented at the Middle East Oil & Gas Show and Conference, Bahrain, March 12—15, 2005, 9 p.
- Brady J.L., Hare J.L., Ferguson J.F., Seibert J.E., Klopping F.J., Chen T., Niebauer T.** Results of the world's first 4D microgravity surveillance of a waterflood — Prudhoe Bay, Alaska: Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 101762, 2006, 8 p.
- de Goffau J.E.J.** The measurability of hydrological processes by means of gravimetric measurements. A thesis submitted in partial satisfaction of the requirements for the degree of Master of Science. Delft University of Technology. Submitted for approval on June 19, 2006, 97 p.
- Hasan S., Troch P.A., Bogaart P.W., Kroner C.** Evaluating catchment-scale hydrological modeling by means of terrestrial gravity observations // Water Resour. Res., 2008, 44. W08416, doi:10.1029/2007WR006321, 11 p.
- Harnisch G., Harnisch M.** Hydrological influences in long gravimetric data series // J. Geodyn., 2006, 41: 1—3, p. 276—287.
- Merriam J.B.** Atmospheric pressure and gravity // Geoph. J. Int. 109, 1992, p. 488—500.
- Neumeyer J., Hagedoorn J., Leitloff J., Schmidt T.** Gravity reduction with three-dimensional atmospheric pressure data for precise ground gravity measurements // J. Geodyn., 2004, v. 38, № 3—5, p. 437—450, 10.1016/j.jog.2004.07.006.
- Pavlas Jr., E.J.** MPP simulation of complex water encroachment in a large carbonate reservoir in Saudi Arabia. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 30 September-3 October 2001. SPE-71628-MS, 2001. <http://dx.doi.org/10.2118/71628-MS>, 15 p.
- Portniaguine O., Zhdanov M.S.** Focusing geophysical inversion images // Geophysics, 1999, v. 64, p. 874—887.
- Seigel H.O., Nind C.J.M., Macqueen J., Chouteau M., Giroux B.** Results from the first field trial of a borehole gravity meter for mining applications. PREVIEW, April 2009. The paper is based on the presentation made by C. Nind at the ASEG's 20th International Conference (Adelaide, 2009), 5 p.
- Seigel H.O., Nind C.J.M., Chouteau M., Giroux B.** Development of a borehole gravimeter for mining applications // EAGE First Break, v. 25, 2007, p. 71—77.
- Seigel H.O.** A guide to high precision land gravimeter surveys. Scintrex Limited. 1995, 122 p.
- Smith N.J.** The case for gravity data from boreholes // Geophysics, 1950, v. 15(4), p. 605—636.
- Stenger B.A., Pham T.R., Al-Sahhaf A.A., Al-Muhaish A.S.** Assessing the oil water contact in Haradh Arab-D: SPE 71339. 2001, 16 p.
- Vasilevskiy A., Dashevsky Yu.** Feasibility study of 4D microgravity method to monitor subsurface water and gas movements. SEG Technical Program Expanded Abstracts 26, 816, 2007 DOI:10.1190/1.2792535, 4 p.
- Vasilevskiy A., Dashevsky Yu., Georgi D.** Apparatus and method for multi-sensor estimation of a property of an Earth formation. United States Patent No. 8738293, May 27, 2014, 34 p.

*Рекомендована к печати 21 октября 2014 г.
М.И. Эповым*

*Поступила в редакцию 12 марта 2014 г.,
после доработки — 5 сентября 2014 г.*