

УДК 550.831.053

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ВЫСОКОТОЧНОЙ ГРАВИРАЗВЕДКИ. ТРЕХМЕРНОСТЬ ОБЪЕКТОВ

В.И. Исаев, Р.Ю. Гуленок*, Г.А. Лобова

Томский политехнический университет

*ООО «РН-СахалинНИПИморнефть», г. Южно-Сахалинск

E-mail: isaev_sah@mail.ru

Приведена характеристика латеральной изменчивости литофизических свойств нефтегазоносных комплексов локальных объектов. Предложены алгоритм и методика трехмерного геоплотностного моделирования объектов, опосредованных сейсморазведкой, выявления и оконтуривания высокопористых литофаций. Выполнена серия решений обратных линейных задач высокоточной гравиразведки на универсальной по сложности квазиреальной модели. Это позволило оценить точность выявления и оконтуривания разуплотненных литофаций. Получены неприемлемые погрешности решений, если ограничиваться применением алгоритмов и методики двухмерного моделирования. Приведен пример решения трехмерной задачи высокоточной гравиразведки на Верхненьшском газоконденсатном месторождении Сахалина.

Ключевые слова:

Высокоточная гравиразведка, плотность и пористость пород, нефтегазоносный комплекс, литофация, трехмерное и двухмерное моделирование, месторождение, Сахалин.

Key words:

High-precision gravimetria, density and porosity of breeds, oil and gas a complex, lithofacies, three-dimensional and two-dimensional modeling, field, Sakhalin.

Введение

В предыдущей статье [1] приведены примеры решения классических прямых и обратных задач гравиразведки на объектах нефтегазовой геологии и сделаны оценки ошибок решений, если не учитывать вертикальный градиент плотности в разрезе разновозрастных отложений. Допущение постоянной плотности приводит к погрешностям моделирования (интерпретации), неприемлемым для решения задач детальной и высокоточной гравиразведки.

В предлагаемой статье выполнены оценки ошибок геоплотностного моделирования, если не учитывать трехмерность объектов нефтегазовой геологии. Оценки получены в результате вычислительных экспериментов на квазиреальных моделях. Приведен реальный пример решения задачи высокоточной гравиразведки на Верхненьшском газоконденсатном месторождении [2], выявленном в пределах Нышко-Тымского прогиба Сахалина (рис. 1).

Плотностная и геометрическая характеристика объектов

Опыт изучения латеральной изменчивости коллекторских свойств, плотности осадочных пород и зональности гравитационного поля на нефтегазоперспективных объектах впервые обобщен В.М. Новоселицким [4]. Выявляемые расчетным путем по значениям измерений гравитационного поля зоны уплотнения пород рекомендуется исключать при оценке ресурсов углеводородов (УВ). Отрицательные аномалии плотности объясняются преимущественно разуплотненным состоянием высокопористых пород.

Латеральная зональность коллекторских свойств разновозрастных отложений установлена

многими лабораторными экспериментами, литолого-петрографическими и петрофизическими исследованиями. В частности, зональность пористости, являющейся важнейшей характеристикой коллекторов, может быть обусловлена рядом факторов. Среди них основными, наряду с очевидным – фациальными условиями осадконакопления, являются катагенез, тектоническая активность, эндогенные углекислотные флюиды, выщелачивание в зоне гипергенеза, а также процессы осернения УВ залежи, сопровождающиеся интенсивным выщелачиванием карбонатной составляющей [5, 6 и др.].

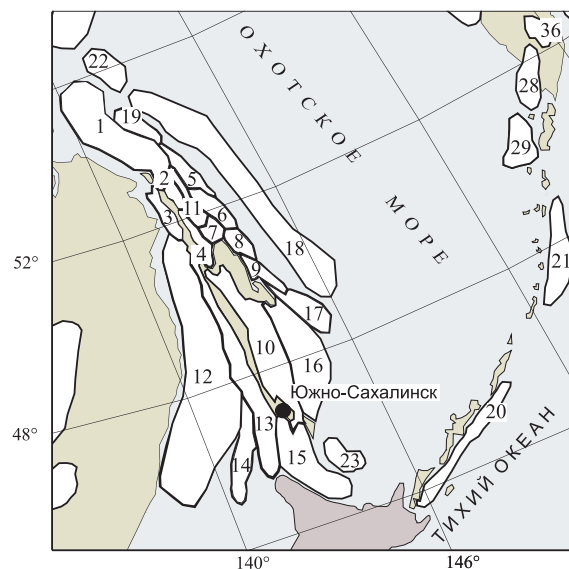


Рис. 1. Фрагмент обзорной схемы размещения осадочных бассейнов Дальневосточного региона [3]: контуром показана площадь осадочного бассейна и его номер. 11 – Нышко-Тымский прогиб

Главной закономерностью изменения плотности σ отложений отдельных свит и толщ является экспоненциальное увеличение с глубиной залегания Z :

$$\sigma(Z) = B_0 - B_1 \exp(-B_2 Z) \pm \varepsilon_\sigma.$$

Вместе с тем, свиты и толщи обладают и латеральной литофизической неоднородностью, причем скопления, залежи УВ, как правило, приурочены к высокопористым литофизическим неоднородностям (1...3 км и более). Такие неоднородности имеют дефицит плотности до 0,08 г/см³ и более. Сейсморазведка, как базовое средство структурного обоснования ловушки, нередко из-за сложных сейсмогеологических условий имеет ограниченные возможности в отношении прогнозирования геологического разреза. В связи с этим рациональным представляется моделирование распределения плотности (пористости) объектов, опосредованных сейсморазведкой, в гравитационном поле.

Предлагается на локальных структурных формах, выявленных сейсморазведкой, проводить объемное (трехмерное) плотностное моделирование на основе решения обратной линейной задачи гравиметрии. Это позволит выявлять аномалии плотности в пределах сейсмического тела – области разуплотнения, отождествляемые с высокопористыми литофациальными разностями.

Алгоритмы моделирования

Математическая модель интерпретации при трехмерном геоплотностном моделировании может быть представлена в виде системы линейных уравнений [7]:

$$\sum_{v=1}^N \sum_{j=1}^{N_v} (A_{0ijv} \sigma_{jv}) + \sum_{v=1}^N \sum_{j=1}^{N_v} (A_{1ijv} \Delta \sigma_{jv}) + (B_0 + B_1 X_i + B_2 Y_i) = V_{Zi}, \quad i = \overline{1, M}, \quad (1)$$

а также системы линейных двусторонних неравенств

$$\sigma_{jv}^{(h)} \leq \sigma_{jv} \leq \sigma_{jv}^{(b)}, \quad v = \overline{1, N}, \quad j = \overline{1, N_v}; \quad (2)$$

$$\Delta \sigma_{jv}^{(h)} \leq \Delta \sigma_{jv} \leq \Delta \sigma_{jv}^{(b)}, \quad v = \overline{1, N}, \quad j = \overline{1, N_v}; \quad (3)$$

$$B_0^{(h)} \leq B_0 \leq B_0^{(b)}, \quad B_1^{(h)} \leq B_1 \leq B_1^{(b)}, \quad B_2^{(h)} \leq B_2 \leq B_2^{(b)}, \quad (4)$$

где N – число (сейсмических) слоев моделируемой среды; N_v – количество аппроксимирующих блоков в v -м слое; σ_{jv} , $\Delta \sigma_{jv}$ – постоянные составляющие плотности и вертикальные градиенты плотности аппроксимирующих блоков, подлежащие определению; A_{0ijv} , A_{1ijv} – гравитационное влияние на i -ю расчетную точку j -го аппроксимирующего блока из v -го слоя при плотности и градиенте плотности, равных единице; B_0 , B_1 , B_2 – коэффициенты линейной функции, аппроксимирующие региональный фон, подлежащие определению; X_i , Y_i – координаты расчетных точек сети наблюдений V_{Zi} ; $\sigma_{jv}^{(h)}$, $\sigma_{jv}^{(b)}$, $\Delta \sigma_{jv}^{(h)}$, $\Delta \sigma_{jv}^{(b)}$, $B_0^{(h)}$, $B_0^{(b)}$, $B_1^{(h)}$, $B_1^{(b)}$, $B_2^{(h)}$, $B_2^{(b)}$ – нижние и верхние предельные значения постоянных составляющих плотностей, вертикальных градиентов

плотностей и коэффициентов линейной функции – количественная мера априорной геолого-геофизической информации о моделируемых параметрах.

В качестве аппроксимирующего блока принимается вертикальная четырехугольная призма с произвольной ориентировкой оснований и плотностью, линейно меняющейся с глубиной (рис. 2). При такой аппроксимации латеральные изменения плотности слоев моделируемой среды и тектонические нарушения учитываются представлением слоя латеральным рядом геоблоков разной плотности (рис. 2, б). Плотность задается на верхнем и нижнем основаниях блоков значениями σ_1 и σ_2 – на серединах отрезков, образующих верхнее и нижнее основания вертикальной трапеции (например, трапеции $DCC'D'$, рис. 2, а), что удобно для последующих вычислений. Идея такого способа введена Г.Я. Голиздрой [8]. В итоге, такая плотностная параметризация слоев позволяет учитывать изменения плотности как в латеральном направлении, так и в вертикальном – от кровли к подошве.

Поверхность $ABCD$ (рис. 2, в) в общем случае не плоская. Для упрощения задачи поверхность заменяется двумя плоскостями ACD и ABC : исходный четырехугольный аппроксимирующий блок разбивается на две треугольные призмы. Расчетным (технологическим) элементом становится вертикальная треугольная призма, плотность которой записывается в виде линейной функции от глубины. Аналитическое решение прямой задачи гравиметрии для выделенного технологического элемента получено и алгоритмизировано в работе [9].

Теоретическую модель (1)–(4) при практической реализации [10] заменяем на эквивалентную, удобную в применении:

$$\sum_{v=1}^N \sum_{j=1}^{N_v} (A'_{0ijv} \sigma_{Z_{Bjv}}) + \sum_{v=1}^N \sum_{j=1}^{N_v} (A'_{1ijv} \sigma_{Z_{Hjv}}) + (B_0 + B_1 X_i + B_2 Y_i) = Y_{Zi}, \quad i = \overline{1, M};$$

$$\sigma_{Z_{Bjv}}^{(h)} \leq \sigma_{Z_{Bjv}} \leq \sigma_{Z_{Bjv}}^{(b)}, \quad v = \overline{1, N}, \quad j = \overline{1, N_v};$$

$$\sigma_{Z_{Hjv}}^{(h)} \leq \sigma_{Z_{Hjv}} \leq \sigma_{Z_{Hjv}}^{(b)}, \quad v = \overline{1, N}, \quad j = \overline{1, N_v};$$

$$B_0^{(h)} \leq B_0 \leq B_0^{(b)}, \quad B_1^{(h)} \leq B_1 \leq B_1^{(b)}, \quad B_2^{(h)} \leq B_2 \leq B_2^{(b)},$$

где $\sigma_{Z_{Bjv}}$, $\sigma_{Z_{Hjv}}$ – плотность на кровле и подошве аппроксимирующего блока. Начальное приближение значений этих плотностей (при решении обратной задачи) принимается согласно обобщенным (нормальным) экспоненциальным зависимостям $\sigma(Z)$ [1], а предельные ограничения – в соответствии с шириной полосы $\{\sigma(Z) \pm \varepsilon_\sigma\}$. Величины $\sigma_{Z_{Bjv}}$ и $\sigma_{Z_{Hjv}}$ связаны с σ_{jv} и $\Delta \sigma_{jv}$ соотношениями

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{Z_{Bjv}} &= \sigma_{jv} + Z_B \Delta \sigma_{jv} \\ \sigma_{Z_{Hjv}} &= \sigma_{jv} + Z_H \Delta \sigma_{jv} \end{aligned} \right\},$$

или в матричной форме

$$\begin{pmatrix} \sigma_{Z_{Bjv}} \\ \sigma_{Z_{Hjv}} \end{pmatrix} = M \begin{pmatrix} \sigma_{jv} \\ \Delta \sigma_{jv} \end{pmatrix}.$$

Тогда

$$(A'_{0ijv}, A'_{lijv}) = (A_{0ijv}, A_{lijv})M^{-1},$$

где M^{-1} – матрица, обратная M .

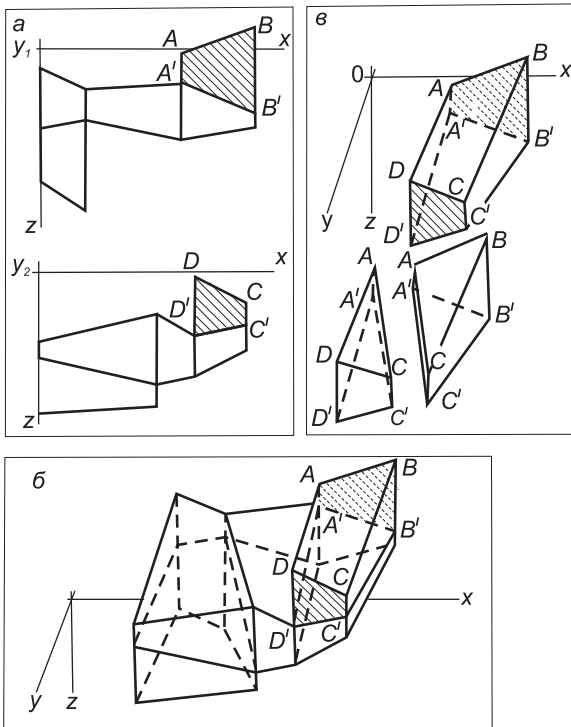


Рис. 2. Плотностная параметризация при объемном (трехмерном) моделировании блоково-градиентно-слоистых сред: а) исходное описание вертикальными сечениями; б) описание аппроксимирующими блоками; в) аппроксимирующий блок и технологические элементы

Задача определения $\sigma_{z_0}, \sigma_{z_1}, B_0, B_1, B_2$ сводится к задаче квадратичного программирования [7]:

$$f(x) = \|Ax - b\|^2 + \alpha \|x - x_0\|^2 \leq \varepsilon_b; \quad (5)$$

$$x^{(i)} \leq x \leq x^{(a)}, \quad (6)$$

где A – линейный оператор, характеризующий геометрию сейсмических границ, принятых за плотностные; b – поле, наблюдаемое с ошибкой $\pm \varepsilon_b$ в точках сети; x, x_0 – искомые и априорные (начальные приближения) неизвестных; α – параметр регуляризации.

Для решения задачи (5, 6) применен метод сопряженных градиентов, выполненный в виде итерационного процесса [10].

Решение задачи на квазиреальной модели

Основой для конструирования модели изучаемой среды послужили структурные схемы сейсмических горизонтов по кровле окобыкайских (ок) и дагинских (dg) отложений Западно-Татамской структуры [11], находящейся в Нышско-Тымском прогибе Сахалина. На основе структурных схем построены 8 глубинных сечений (по типу рис. 2, а). Затем пространство между вертикальными срезами

структуры автоматически заполнено 216 аппроксимирующими блоками (по типу рис. 2, б). Ошибка аппроксимации сейсмических горизонтов составила не более ± 20 м. Плотностям блоков приписаны нормальные значения согласно экспоненциальным зависимостям $\sigma(Z)$ [1] для отложений:

- дагинских
 $\sigma(Z) = 2,69 - 0,28 \exp(-0,24 Z);$
- окобыкайских
 $\sigma(Z) = 2,70 - 0,38 \exp(-0,28 Z);$
- нутовских
 $\sigma(Z) = 2,70 - 0,49 \exp(-0,26 Z).$

На нормальное распределение значений плотности блоков наложен «геологический шум» $\pm 0,02$ г/см³. В пространство нефтегазоносных окобыкайских отложений внесено разуплотнение (0,08...0,10) г/см³, имитирующее высокопористую литофазию (рис. 3).

Модель наблюдаемого поля получена решением прямой задачи от модели среды с последующим наложением «белого шума» $\pm 0,07$ мГл.

При решении обратной задачи начальное приближение плотности всех блоков, включая неоднородность, принималось в соответствии с нормальными зависимостями $\sigma(Z)$, а предельные ограничения на плотности – $\varepsilon_\sigma = \pm 0,15$ г/см³ (1-й слой, нутовские отложения, nt), $\varepsilon_\sigma = \pm 0,10$ г/см³ (2-й слой, ок) и $\varepsilon_\sigma = \pm 0,06$ г/см³ (3-й слой, dg). Характеристика априорной модели среды (начального приближения) приведена в табл. 1 (последняя строка).

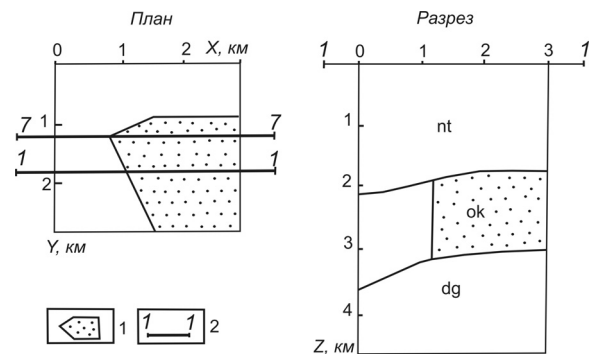


Рис. 3. Иллюстрация задачи на квазиреальной модели (размещение высокопористой литофациальной неоднородности в нефтегазоносных отложениях ок): 1) область уменьшения плотности на 0,08...0,10 г/см³; 2) профили, по которым выполнено сопоставление результатов трехмерного и двухмерного моделирования

Результаты решений приведены в табл. 1 и на рис. 4. Когда задача решается по точному полю, увеличение числа итераций сопровождается монотонным уменьшением ошибки восстановления распределения плотности (табл. 1, варианты 1 и 2). Алгоритмическое [10] объединение отдельных блоков в достаточно крупные группы резко уменьшает ошибку восстановления плотности (табл. 1, вариант 3).

Таблица 1. Результаты решения задачи на квазиреальной модели

Вариант решения	Ошибка восстановления плотности, г/см ³					Аномальность неоднородности, г/см ³	Невязка поля, мГл, на модели		Примечание
	Неоднородность	1-й слой	2-й слой	3-й слой	Вся среда		Априорной	Расчетной	
По точному полю									
1	0,04	0,00	0,02	0,02	0,02	-0,06	-0,24	±0,00	100 итераций
2	0,04	0,00	0,02	0,01	0,01	-0,07	-0,24	±0,00	160 итераций
3	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	-0,08	-0,24	±0,00	100 итераций, объединение блоков в группы
По полю с помехой ±0,07 мГл									
4	0,07	0,01	0,04	0,02	0,03	-0,03	-0,26	±0,06	22 итерации
5	0,04	0,01	0,05	0,01	0,03	-0,06	-0,26	±0,06	216 итераций
6	0,03	0,01	0,03	0,01	0,02	-0,04	-0,26	±0,06	22 итерации, объединение блоков в группы
По полю с помехой ±0,07 мГл при задании геометрии сейсмического слоя с ошибкой									
7	0,06	0,01	0,04	0,02	0,02	-0,03	-0,21	±0,06	Кровля опущена на 50 м
8	0,06	0,01	0,04	0,02	0,02	-0,03	-0,20	±0,06	Кровля и подошва опущены на 50 м
9	0,11	0,01	0,06	0,03	0,03	+0,02	+0,34	±0,08	Кровля опущена на 500 м
При ошибке априорного задания плотности, г/см ³									
	0,09	0,02	0,05	0,01	0,02	0,00			

Когда решается задача (без объединения в группы) по полю, имитирующему высокоточные гравиметрические наблюдения (табл. 1, вариант 4), оконтуривание неоднородности в пространстве выполняется неуверенно (рис. 4). Принудительное увеличение числа итераций (табл. 1, вариант 5) формально значительно уменьшает ошибку восстановления плотности неоднородности (с 0,07 до 0,04 г/см³), однако по существу (рис. 4) решение ухудшается. Объединение блоков в группы (табл. 1, вариант 6) приводит к лучшему результату, рис. 4.

На рис. 4 не иллюстрируется 1-й слой (nt), так как во всех случаях ошибка восстановления плотности его блоков не превышает ±0,01 г/см³.

В случае, когда в модель среды неоднородность (разуплотнение) не вносится, при решении обратной задачи гравиметрии ни протяженные, ни локальные аномалии плотности не наблюдаются.

Варианты 7–9 (табл. 1) – это решения, когда сейсмическая информация (геометрия плотностных контактов) задана со значительной ошибкой. Ошибка задания геометрии (гипсометрии) сейсмического слоя может приводить к частичному перераспределению неоднородности в нижележащий слой (табл. 1, варианты 7 и 8). Задание положения кровли нефтегазоносных отложений (ок) с ошибкой +500 м приводит при решении обратной задачи гравиметрии к полному «выметанию» неоднородности из слоя (табл. 1, вариант 9).

Сопоставление результатов трехмерного и двухмерного моделирования. На профилях 1–1 и 7–7 (рис. 3) решена задача и средствами двумерного моделирования. В алгоритме двумерного моделирования реализован плоский вариант аппроксимирующего блока – трапеция с вертикальными боковыми сторонами (по типу рис. 2, а), а формулировка задачи повторяет формулировку (5, 6). Для решения задачи применен тот же итерационный процесс [10].

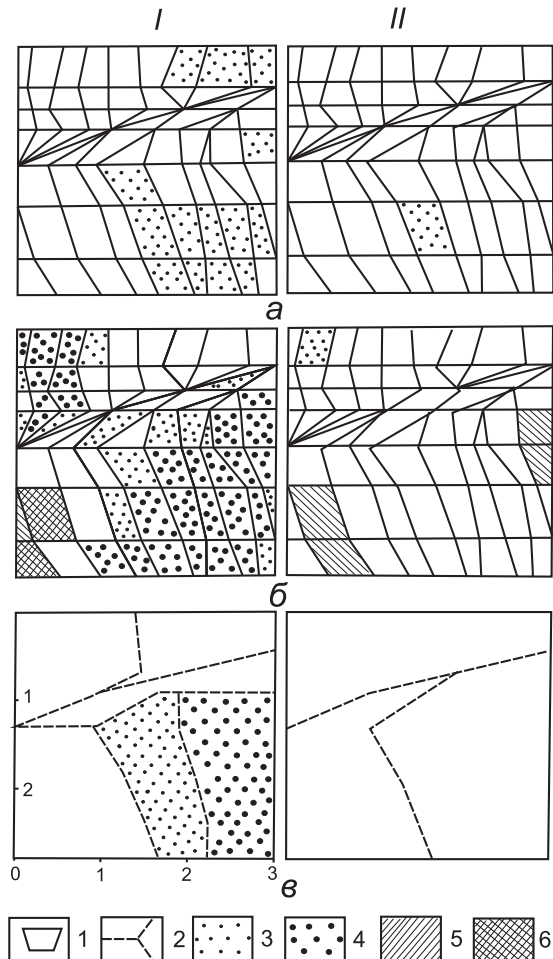


Рис. 4. Результаты решения задачи на квазиреальной модели. Горизонтальные срезы среды: I – 2-й слой (ок); II – 3-й слой (dg). Варианты моделирования: а – 4; б – 5; в – 6. 1) аппроксимирующие блоки; 2) объединение блоков в группы; разуплотнения (3, 4) и уплотнения (5, 6) аппроксимирующих блоков более чем на 0,03 и 0,05 г/см³, соответственно

На рис. 5 сопоставляются результаты восстановления плотности литофациальной неоднородности, полученные в сечении профиля 1 – 1 при трехмерном и двухмерном моделировании. Задачи решались по точному «наблюденному» полю (от среды с *трехмерными* объектами), чтобы в «чистом» виде оценить возможные дефекты двумерного моделирования.

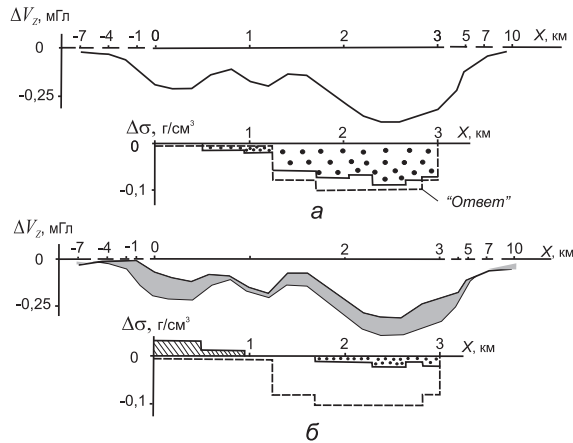


Рис. 5. Сопоставление результатов трех- и двухмерного моделирования на квазиреальном объекте: а) трехмерное; б) двухмерное. ΔV_z – аномальное поле – разность полей «наблюденного» и обусловленного моделью среды первого приближения; $\Delta\sigma$ – аномалия плотности, проявившаяся во 2-м слое при решении обратной задачи гравиметрии. Штриховой линией показано истинное распределение аномальной плотности («ответ»). Темной полосой показана разность аномальных полей при трех- и двухмерном моделировании

Таким образом, мы получили количественные оценки (рис. 5), позволяющие констатировать, что двухмерное моделирование если и может дать информацию об искомой неоднородности в разрезе, то только об ее наличии. Но для этого необходимо очень точное проложение интерпретационного профиля над эпицентром неоднородности (рис. 3, профиль 1–1).

Если профиль заметно отклоняется от эпицентра неоднородности (рис. 3, профиль 7–7), то объект невозможно не только оконтурить, но и определить его наличие. В этом случае график ΔV_z флуктуирует ($\pm 0,20$ мГл) у нулевого уровня.

Интерпретация данных высокоточной гравirazведки на Верхне-Нышском газоконденсатном месторождении

Основой для геометрической параметризации изучаемой среды послужили структурные схемы сейсмогоризонтов по кровле окобыкайских отложений – УОСГ-I и кровле дагинских отложений – УОСГ-II [11]. На основе структурных схем отстроены 12 глубинных сечений. Затем, пространство между вертикальными срезами структур было заполнено 492 аппроксимирующими блоками. Для повышения устойчивости решения обратной задачи гравиметрии аппроксимирующие блоки объе-

динены (в пределах каждого слоя) в 62 группы. Априорным плотностям аппроксимирующих блоков приписывались нормальные значения $\sigma(Z)$ [1], фактическая дискретизация распределения плотности по латерали составила в среднем 400...500 м.

В качестве наблюдаемого поля послужили результаты высокоточной гравиметрической съемки – $\pm 0,10$ мГл. При моделировании сеть расчетных точек задавалась с шагом 500 м со сгущением непосредственно над локальными структурами.

Задача моделирования формулируется следующим образом. Принимая за начальное приближение распределения плотности нутовских, окобыкайских и дагинских отложений их нормальные закономерности $\sigma(Z)$, необходимо найти такое вертикальное и латеральное распределение плотности в пространстве сейсмических слоев, которое бы удовлетворяло наблюдаемому полю с «невязкой» $\pm 0,10$ мГл. При этом расчетные значения плотностей блоков должны находиться в пределах «полос» $\{\sigma(Z) \pm \varepsilon_{\sigma}\}$.

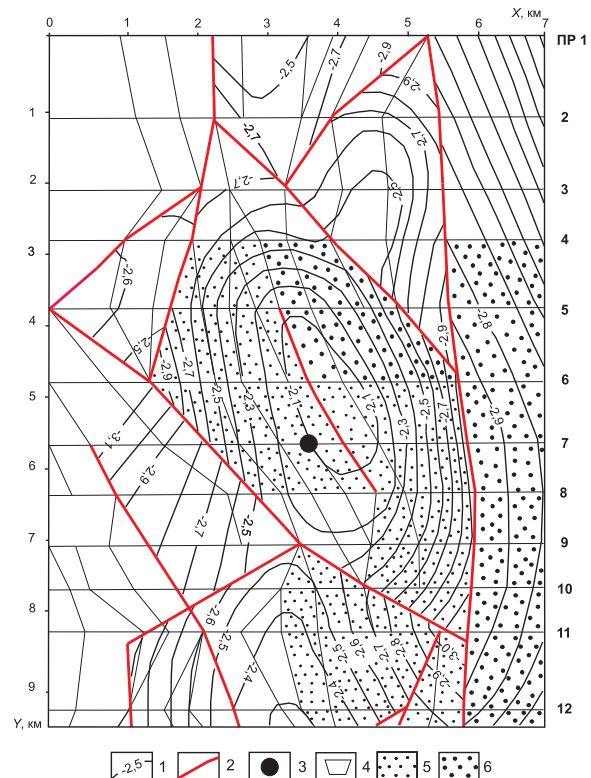


Рис. 6. Горизонтальный срез Верхне-Нышской структуры по верхней части окобыкайских отложений (приведены изогипсы по кровле окобыкайских отложений): 1) изогипсы УОСГ, км; 2) разрывные нарушения; 3) скважина Верхне-Нышская 1; 4) горизонтальные сечения аппроксимирующих блоков при объемном моделировании; выявленные разуплотнения (5, 6) более чем на 0,03 и 0,05 г/см³, соответственно

Результаты решения задачи приведены на рис. 6–8. Точность подбора поля $\pm 0,10$ мГл. Расчитанное распределение плотности находится в пределах заданных «полос».

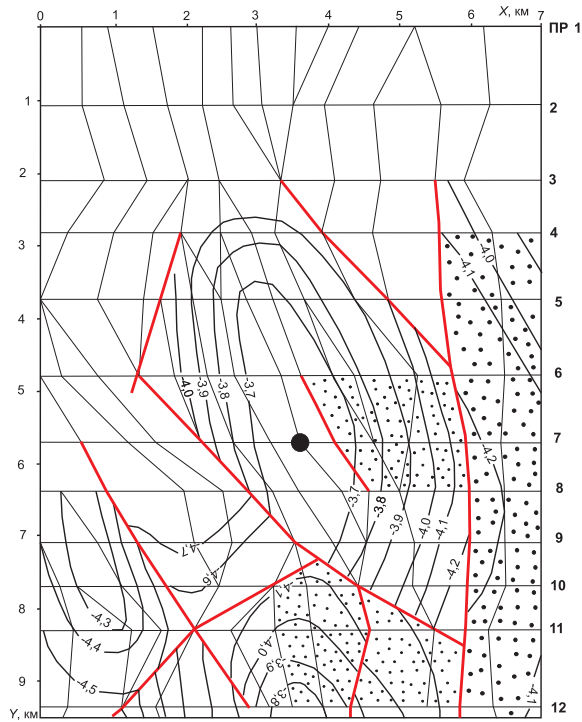


Рис. 7. Горизонтальный срез Верхне-Нышской структуры по нижней части окобыкайских отложений (приведены изогипсы по кровле дагинских отложений). Условные обозначения те же, что на рис. 6

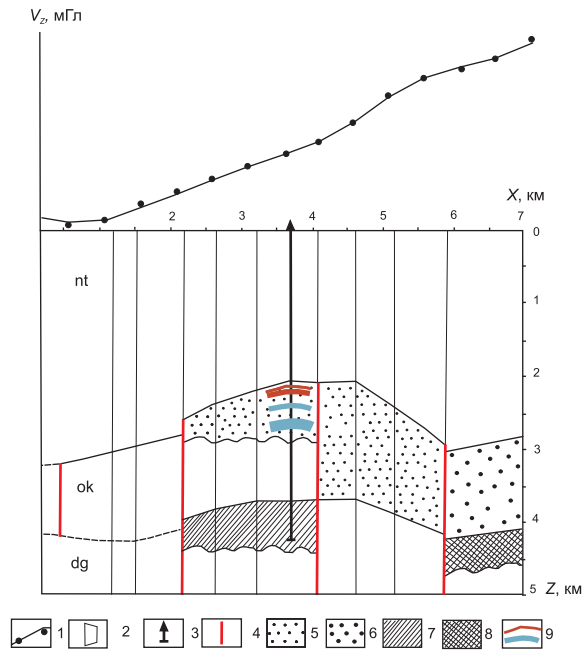


Рис. 8. Вертикальный срез Верхне-Нышской структуры вдоль профиля 7: 1) наблюдаемое и расчетное поля; 2) вертикальные сечения аппроксимирующих блоков при объемном моделировании; 3) скважина Верхне-Нышская 1; 4) разрывные нарушения; выявленные разуплотнения (5, 6) и уплотнения (7, 8) более чем на 0,03 и 0,05 г/см³, соответственно; 9) залежи газа и конденсата, водонасыщенные интервалы

Результаты, рис. 6–8, нужно рассматривать с учетом приведенных выше результатов квазиреального моделирования: вероятная ошибка восстановления распределения плотности порядка $\pm 0,02$ г/см³; контрастность выявленных разуплотнений в окобыкайских нефтегазоносных отложениях, вероятно, занижена по отношению к истинной в 1,5...2,0 раза.

Результаты геоплотностного моделирования удовлетворительно согласуются с комплексом геологических данных по площади работ, в том числе с результатами геофизических исследований

(ГИС) и испытаний глубокой скважины Верхне-Нышская 1 (табл. 2).

Примечания: 1) результаты моделирования получены 1989 г.; 2) бурение скважины ВН-1 закончено и «Заключение» по результатам интерпретации материалов ГИС сделано в 1990 г. (Насырова, Чалая, 09.07.1990).

Очевидны рекомендации по положению последующих скважин на опoisкование окобыкайских отложений – на участках максимальных разуплотнений с учетом структурного фактора.

Таблица 2. Скважина Верхне-Нышская 1. Сопоставление установленной нефтегазоносности окобыкайских, дагинских отложений и результатов геоплотностного моделирования

Интервал испытаний (пласт), м	Характеристика по результатам ГИС		Характеристика по результатам испытаний		Плотностная характеристика по результатам моделирования
	Пористость, отн. ед.	Характер насыщения	Открытая пористость, отн. ед.	Газонасыщенность, отн. ед.	
2140...2152 (пласт I)	0,14...0,15	Газонасыщенный	0,19	0,52	Разуплотнение более чем на 0,03 г/см ³
2163...2175 (пласты II, IIa, IIб)					
2342...2408	0,17...0,22	Водонасыщенный	Испытания не проводились		То же
2630...2900	0,15...0,20				
2900...4000	0,03...0,12	–			«Нормальная»
4000...4334	0,03...0,05	–		Уплотнение более чем на 0,03 г/см ³	

Свойства структур земной коры и, в частности, объектов нефтегазовой геологии – вертикальный градиент плотности и трехмерность, как универсальные, установлены давно. Однако, при интерпретации данных детальной и высокоточной гравиразведки эти свойства, за редким исключением [12], не учитываются.

Выводы

1. Для выявления и картирования высокопористых литофаций нефтегазоносных комплексов в пределах ловушек углеводородов предложен способ объемного моделирования плотности сейсмического тела.
2. В качестве интерпретационной принята гравитационная модель трехмерной блоково-градиентно-слоистой среды. Задача моделирования формализуется как задача квадратичного программирования.
3. Применение модели на универсальном по сложности квазиреальном объекте показало возможность положительного решения – обна-

ружения и оконтуривания разуплотненной (высокопористой) литофации.

4. Полученные оценки точности восстановления распределения плотности (порядка $\pm 0,02$ г/см³) можно использовать для оценки вероятных ошибок решения обратной задачи в реальных условиях, в качестве количественного критерия выделения и оконтуривания областей разуплотнения – высокопористых литофаций.
5. Получены оценки аномальных эффектов от искомых разуплотнений в нефтегазоносных отложениях, уровень которых (~0,20 мГл) предполагает использование для решения задачи высокоточных гравиметрических наблюдений.
6. Получены количественные оценки значительных, как правило, неприемлемых ошибок решения задачи, если пользоваться средствами двумерного моделирования.
7. На основании результатов объемного (трехмерного) геоплотностного моделирования на месторождении могут быть даны рекомендации по заложению поисково-разведочных скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Исаев В.И., Косыгин В.Ю., Лобова Г.А., Пятаков Ю.В. Интерпретация данных высокоточной гравиразведки. Вертикальный градиент плотности // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319. – № 1. – С. 83–90.
2. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации. Вып. 61. Горючие ископаемые. Т. VII. Восточно-Сибирский и Дальневосточный регионы. – М.: Росгеолфонд, 1999. – 219 с.
3. Исаев В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 172 с.
4. Новоселицкий В.М., Килейко Е.С., Серов В.К., Неволин Л.П. Изучение латеральной изменчивости физических параметров осадочных толщ и зональности геофизических полей на локальных структурах // Региональная, разведочная и промышленная геофизика. – М.: ВИЭМС, 1980. – 58 с.
5. Романовский Н.П. Петрофизика гранитоидных рудно-магматических систем Тихоокеанского пояса. – М.: Наука, 1987. – 190 с.
6. Геофизические методы при разведке недр / под ред. Л.Я. Ерофеева, В.И. Исаева. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 267 с.
7. Старостенко В.И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. – Киев: Наукова думка, 1978. – 228 с.
8. Голидра Г.Я. Основные методы решения прямой задачи гравиразведки на ЭВМ // Региональная, разведочная и промышленная геофизика. – М.: ВИЭМС, 1977. – 98 с.
9. Исаев В.И., Пятаков Ю.В. Решение прямой задачи гравиметрии для трехмерных блоково-градиентно-слоистых сред // Геофизический журнал. – 1990. – Т. 12. – № 3. – С. 72–79.
10. Исаев В.И., Пятаков Ю.В., Рузич Н.М. и др. Объемное моделирование в гравитационном поле плотности сейсмического тела // Интерпретация гравитационных и магнитных полей / Отв. ред. В.Н. Страхов, В.И. Старостенко. – Киев: Наукова думка, 1992. – 248 с.
11. Исаев В.И., Шпакова Н.В., Исаева О.С. Распределенный банк геолого-геофизических данных по нефти и газу Сахалинской области // Тихоокеанская геология. – 2003. – Т. 22. – № 2. – С. 81–91.
12. Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: Матер. 38-й сессии Междунар. научного семинара им. Д.Г. Успенского, Пермь, 24–28 января 2011 г. – Пермь: ГИ УрО РАН, 2011. – 319 с.

Поступила 14.06.2011 г.