

ПРИМЕНЕНИЕ СКВАЖИННОЙ ГРАВИРАЗВЕДКИ ДЛЯ ОЦЕНКИ УПЛОТНЕНИЯ И ПРОСЕДАНИЯ РЕЗЕРВУАРА

Александр Николаевич Василевский

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, тел. (383)330-92-01, e-mail: VasilevskiyAN @ipgg.sbras.ru; Baker Hughes, Новосибирский технологический центр, 630128, Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе, 4а, научный сотрудник, тел. (383)332-94-43, e-mail: Alexandr.Vasilevskiy@bakerhughes.com

Олег Борисович Боcharов

Baker Hughes, Новосибирский технологический центр, 630128, Россия, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе, 4а, научный сотрудник, тел. (383)332-94-43, e-mail: Oleg.Bocharov@bakerhughes.com

Карл Монро Эдвардс

Baker Hughes, Хьюстонский технологический центр, 77073-5114, США, Техас, Хьюстон, старший научный сотрудник, тел. +1 713-879-4031, e-mail: carl.edwards@bakerhughes.com

Определение уплотнения коллектора осуществляется, как правило, с помощью радиоактивных маркеров, закрепляемых в продуктивном пласте. Однако применение этого метода связано с проблемами безопасности и охраны окружающей среды. В статье анализируются возможности скважинной гравirazведки для решения этой задачи. Рассмотрены упрощенные геомеханические модели уплотнения/проседания резервуара и рассчитаны возможные гравиметрические эффекты этого процесса. Определены пределы применимости метода.

Ключевые слова: скважинная гравirazведка, уплотнение коллектора, поверхностное оседание, геомеханика.

APPLICATION OF THE BOREHOLE GRAVITY METHOD TO ESTIMATE COMPACTION AND SUBSIDENCE

Alexandr N. Vasilevskiy

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Russia, 630090, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Scientist, tel. (383)330-92-01, e-mail: VasilevskiyAN @ipgg.sbras.ru; Baker Hughes, Novosibirsk Technology Center, 630128, Russia, Novosibirsk, Kutateladze Str. 4a, Scientist, tel. (383)332-94-43, e-mail: Alexandr.Vasilevskiy@bakerhughes.com

Oleg B. Bocharov

Baker Hughes, Novosibirsk Technology Center, 630128, Russia, Novosibirsk, Kutateladze Str. 4a, Scientist, Group manager, tel. (383)332-94-43, e-mail: Oleg.Bocharov@bakerhughes.com

Carl M. Edwards

Baker Hughes, Houston Technology Center, United States, 77073-5114, Texas, Houston, 2001 Rankin Road, Senior Scientist, tel. +1 713-879-4031, e-mail: carl.edwards@bakerhughes.com.

The compaction measuring in producing reservoirs, as a rule, consists in inserting radioactive markers into the formation. There are several environmental and safety concerns associated with this method. We analyze the possibilities of the borehole gravity measurements for estimating compaction and subsidence to mitigate these negative concerns. The paper discusses the proposed method in detail including simplifying assumptions. An attempt was made to estimate the regimes when applicable.

Key words: borehole gravity, reservoir compaction, surface subsidence, geomechanics.

Проблема проседания дневной поверхности и сжатия коллектора нефтегазового резервуара в результате эксплуатации месторождения и откачки газа относится к разряду исключительно важных. Это связано как с проблемами геоэкологии, так и с вопросами эксплуатации месторождений. Использование радиоактивных маркеров, устанавливаемых в пласт, обеспечивает высокую точность прямых измерений сжатия коллектора [4, 8], но сопряжено с рядом проблем. Радиоактивные метки требуют высокой аккуратности на поверхности, а установленные в скважину могут быть разрушены с течением времени, создавая радиоактивное заражение продуктивного пласта и добываемого углеводорода. Использование гравиметрического метода для измерения уплотнения резервуара было предложено давно [6], но не получило широкого распространения из-за недостаточно высокой точности скважинной гравиметрической аппаратуры. Исследования влияния процессов проседания/уплотнения на гравитационное поле, наблюдаемое на поверхности, с помощью упрощенных геомеханических моделей [5, 10] показали, что ожидаемая амплитуда изменения гравитационного поля, измеренного до и после сжатия резервуара, может широко варьироваться. В моделях Гииртсма [5] амплитуда разностного гравиметрического сигнала не превышает 2-4 $\mu\text{Гл}$, что измерить достаточно трудно на практике. В моделях с жестким подстилающим фундаментом сигнал может достигать 20-40 $\mu\text{Гл}$. Последнее не противоречит реальным полевым наблюдениям [3, 7, 9].

Использование скважинных гравиметров, способных проводить измерения гравитационного поля непосредственно в резервуаре, существенным образом может расширить возможности гравиметрического метода в этом аспекте. Во-первых, измеритель поля приближается к источнику, во-вторых, можно легко разделить эффекты вышележащих пород, которые деформируются (разуплотняются) при сжатии резервуара и могут существенно уменьшать гравиметрический сигнал от резервуара, измеряемый на поверхности.

Мы рассмотрели случай газового резервуара (рис.1), в котором происходит откачка газа с понижением давления в пласте. При этом происходит вертикальная деформация резервуара (сжатие) при условии пренебрежимо малой горизонтальной деформации. Мы предполагали, что изменение пористости пород коллектора сопряжено только с изменением мощности пласта.

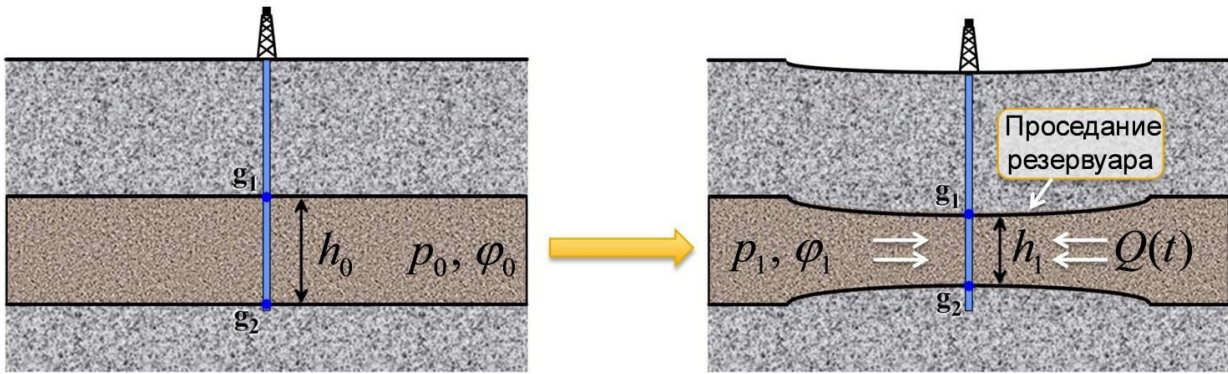


Рис. 1. Сжатие резервуара: вертикальный разрез резервуара, h, p, φ – мощность, давление и пористость резервуара соответственно. g_1 и g_2 – пример положения точек измерения гравитационного поля

Для расчета поведение резервуара в процессе извлечения газа мы использовали уравнения ламинарного течения газа [2]:

$$\frac{\partial(m\rho(p))}{\partial t} + \text{div}(\rho(p)\vec{V}) = 0, \quad (1)$$

здесь скорость фильтрации \vec{V} определяется законом Дарси:

$$\vec{V} = -\frac{k_f}{\mu}(\nabla p - \rho(p)\vec{g}), \quad (2)$$

где \vec{g} – ускорение свободного падения. Уравнения (1-2) замыкаются уравнениями состояния для газа и формации [1]:

$$\rho = \rho_o \exp a_p(p - p_o), m = m_o \exp a_m(p - p_o), k_f = k_o \exp a_k(p - p_o), \mu = \mu_o \exp a_\mu(p - p_o) \quad (3)$$

где: a_p, a_m, a_k, a_μ – коэффициенты сжимаемости. Экспериментальные данные [1] дают диапазоны их изменения: $a_p \in [0; 5 \cdot 10^{-3}] \text{am}^{-1}$, $a_\mu \in [0; 2 \cdot 10^{-3}] \text{am}^{-1}$, $a_k \in [0; 10^{-3}] \text{am}^{-1}$, $a_m \in [0; 11] \cdot 10^{-4} \text{am}^{-1}$

Более того, $a_k \approx 10^2 a_m$ для одной формации, и, как правило, $a_p < a_\mu \ll a_k$, $a_m \ll a_k$. Была использована осесимметричная модель и предполагалось, что ось симметрии проходит по вертикальной скважине, через которую осуществляется откачка газа. После определения распределения давления можно определить распределение плотности газа $\rho = \rho(r, z, t)$, изменения пористости и плотности формации $\Delta \rho_f$ в любой точке. Для анализа пространственного распределения уплотнения продуктивного слоя введем коэффициент проседания:

$$C_s = (H_0 - H(r, t)) / H_0 = m_o(1 - m(r, t) / m_o),$$

где $H_0 = \text{const}$ – начальная мощность продуктивного слоя. В нашем случае максимальное уплотнение и проседание достигается при $r = r_b$:

$$C_s = m_o(1 - \exp(-a_m|\Delta p|))$$

Для моделирования мы использовали параметры с месторождения «Abqaiq», Саудовская Аравия: пластовое давление $p_0 = 218 \text{ атм}$ (3200 psi), $|\Delta p| \approx 40 \text{ атм}$ – рабочая депрессия на скважине, пористость $\varphi_0 = 20\%$, плотность газа $\rho_g = 0.141 \text{ г/см}^3$ и мощность $H_0 = 100 \text{ м}$.

Для упрощения анализа предполагалось, что гравиметрические измерения проводились в той же добывающей скважине.

На рисунке 2 показаны результаты расчетов изменения гравитационного поля в скважине для продолжительности эксплуатации 10 лет. Изменения гравитационного поля были рассчитаны для двух вариантов плотности вмещающих пород (окружающих пород, лежащих вне продуктивного пласта): для повышенной плотности (2.4 г/см^3 , сплошная кривая на рис. 2, д) и для плотности вмещающих пород, равной плотности пород резервуара до начала эксплуатации (2.228 г/см^3 , пунктирная кривая на рис. 2, д). Из графиков видно, что влияние плотности вмещающих пород невелико и не превышает 3 мкГл . Различие в изменениях гравитационного поля обусловлено деформированием резервуара. Малая величина различия говорит о слабом влиянии геометрии резервуара при умеренных (до 1 м) его деформациях.

Основной результат моделирования – определение возможной амплитуды изменения гравитационного поля. Как видим, для 10 лет эксплуатации она может составлять $\pm 19.4 \text{ мкГл}$, что означает полную амплитуду изменения гравитационного поля вдоль скважины $\sim 39 \text{ мкГл}$. Это изменение может быть уверенно зарегистрировано современными скважинными гравиметрами при повторных измерениях, поскольку паспортная повторяемость измерений для режима гравиметрического мониторинга не хуже 7 мкГл .

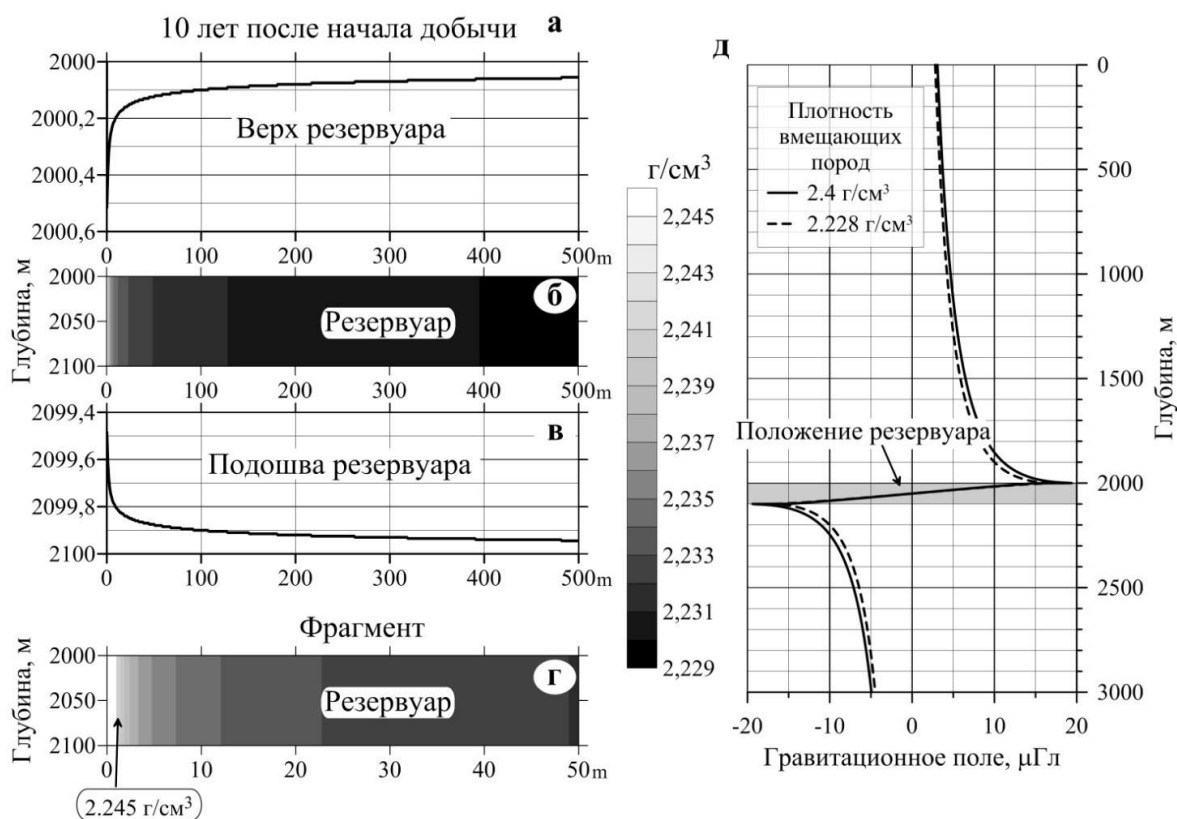


Рис. 2. Модель резервуара и изменения гравитационного поля после 10 лет эксплуатации: а) и в) – геометрия границ резервуара; б) и г) – распределение по радиусу плотности резервуара; д) – изменение гравитационного поля в скважине по вертикали

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Николаевский В.Н., Басниев К.С., Горбунов А.Т., Зотов Г.А. Механика насыщенных пористых сред. - М.: Недра, 1970. - 336 с.
2. Aziz K., Settari A. Petroleum Reservoir Simulation. - London: Appl. Science Publishers LTD, 1979.
3. Eiken O., Stenvold T. Gravimetric and seafloor subsidence monitoring-a reservoir management tool. - SPE Offshore Bergegen One Day Seminar, 2005.
4. Ferronato M., Gambolati G., Teatini P., Bau` D. Radioactive marker measurements in heterogeneous reservoirs: numerical study // International Journal of Geomechanics. - 2004. - Vol. 4. - P. 79-92.
5. Geertsma J. Land subsidence above compacting oil and gas reservoirs // Journal of Petroleum Technology. - 1973. - P. 734-744.
6. Hearst J.R., Kasameyer P.W., Owen L.B. Potential uses for a high-temperature borehole gravimeter. - Lawrence Livermore Laboratory. - UCRL 52421. - March 8, 1978.
7. Nagel N.B. The Evaluation of Reservoir Compaction and Surface Subsidence Potential for the Parsons Lake Field, Mackenzie Delta - Northwest Territories, Canada. - Report WBT.CU0379-1-2004 November 2004, Updated May, 2006.
8. Pemper R., Fjell L. Field Examples with A New Compaction Monitoring Instrument // Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. - 1997.
9. Stenvold, T., O. Eiken, M. A. Zumberge, G. S. Sasagawa, and S. L. Nooner. High-precision relative depth and subsidence mapping from seafloor water pressure measurements // SPE Journal. - 2006. - Vol. 11. - P. 380-389.
10. Tempone, P., Landrø, M., Fjær, E. 4D gravity response of compacting reservoirs: Analytical approach // Geophysics. - 2012. - Vol. 77. - N 3. - P. g45-g54. - doi: 10.1190/GEO2010-0361.1

© А. Н. Василевский, О. Б. Бочаров, К. М. Эдвардс, 2016