

# ГЕОДЕЗИЯ И МАРКШЕЙДЕРИЯ

УДК 528.481:622.323

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОФИЛЯ ПОВЕРХНОСТИ ОСЕДАНИЯ НА ТЕРРИТОРИИ НЕФТЕДОБЫЧИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ГЕОДЕЗИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ

*Владимир Николаевич Баранов*

Государственный университет по землеустройству, 105005, Россия, г. Москва, ул. Казакова, 15, доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой геодезии и геоинформатики, тел. (903)298-20-07, e-mail: geo.guz@mail.ru

*Джад Аль Карим Кутени*

Государственный университет по землеустройству, 105005, Россия, г. Москва, ул. Казакова, 15, аспирант кафедры геодезии и геоинформатики, тел. (963)762-86-42, (977)897-40-96, e-mail: jadkouteny@yahoo.com

Актуальность определения области экстремального оседания земной поверхности при добыче нефти и газа не вызывает вопросов. Необходимость детального изучения деформаций, вызывающих катастрофические явления при добыче углеводородов на территории нефтегазовых месторождений, и определение наиболее активной зоны внутри значительной территории оседания подтверждена многочисленными исследованиями. Известны различные источники информации, позволяющие выявить границы опасной зоны. В предлагаемой статье рекомендуется использовать геолого-механические модели, позволяющие получать дополнительную информацию и давать общую картину процесса оседания. Предлагаемая методика позволит не только экономить материальные средства на организацию специальных мониторинговых измерений, но и дать предварительную оценку положения максимальной скорости оседания конкретного участка.

Описан возможный вариант способа вычисления оседания грунта по модели Кноте, не требующий дополнительной информации о резервуаре и позволяющий предварительно определять положения так называемых «критических» точек профиля оседания месторождения нефти и газа. Выполнены расчеты на конкретном месторождении, обсуждены характеристики (геометрические и геологические) нефтяного резервуара, влияющие на параметры профиля оседания. Подтверждением достоверности предложенной методики являются результаты вычисления оседания по методу конечных элементов (МКЭ) и геодезическим данным на месторождении Лагунильяса в Венесуэле. Значимость полученных данных для предсказания участков максимальной скорости оседания следует из опыта выполненных ранее сейсмических исследований.

**Ключевые слова:** модель Кноте, уплотнение нефтяного резервуара (С), эффективная область интегрирования, однородный резервуар, поровое давление, профиль оседания земной поверхности, тектонические явления.

## **Введение**

Деформации земной поверхности при добыче углеводородов могут привести к катастрофическим последствиям. Это стимулирует развитие методов и технических средств для их изучения, то есть определения и предсказания. Традиционно при этом используются геодезические методы [1–3]. Главная проблема заключается в определении положения наиболее активной зоны, расположенной внутри значительной территории оседания и подверженной максимальной деформации.

Очевидно, что эта задача должна решаться с привлечением геологической и геофизической информации [4]. В работе [1] для этих целей используются, как основные, данные сейсмических наблюдений [1, 5, 6]. Согласно этим исследованиям, сейсмические наблюдения должны также являться органической частью мониторинга и прогнозирования геодинамических процессов [1]. Районы с наибольшей сейсмической активностью, выделенные на предварительном этапе мониторинга, в дальнейшем являются предметом детального сейсмического и геодезического мониторинга [7–9].

По мнению авторов статьи, этот подход требует дополнений и более внимательного изучения.

Известно, что медленные и плавно изменяющиеся по территории осадки не представляют экологической угрозы [10, 11]. Прогноз осадков и их распределение по территории можно выполнить, пользуясь известными моделями, рассмотренными в исследованиях, упомянутых в [12–14].

В данной статье предлагается новая методика предварительного определения профиля поверхности оседания, позволяющая оценить положение участка максимальной скорости оседания. Это, безусловно, полезно при организации геодезического мониторинга.

В заключительной части данной статьи приводятся сведения о геологической структуре района месторождения Лагунильяс в Венесуэле. Эти данные, по мнению авторов, также полезны при организации мониторинга.

В работе Канадского центра геодезической инженерии [12] рассмотрены три основные геолого-механические модели: модель Кноте, метод ядра деформации и метод конечных элементов [15, 16], которые позволяют подробно исследовать проблему оседания. Наиболее точный из них – метод конечных элементов [16–18] – дает детальную картину профиля оседания [19–21].

В трех моделях при расчетах оседания требуется детально изучить форму резервуара и структуры горных пород, его окружающих [12, 22]. Как правило, этими данными специалисты (не геологи), изучающие деформации, не располагают [23]. Получение этих данных требует выполнения специальных дорогостоящих изысканий.

В случае определения только характеристик скоростного режима деформаций не возникает потребность использовать точную информацию, характеризующую детально параметры резервуара и свойства горных пород. Необходим

способ, дающий общее представление о границах территорий оседания и экстремальных изменениях значений оседаний земной поверхности [8, 24].

Воспользуемся для решения задачи моделью Кноте. Аналитическое выражение модуля оседания в модели Кноте не требует конкретных данных о составе и характеристиках горных породах.

### Основная часть

Расчет проседания в области изъятия жидкости проводится по формуле

$$S = -a \int_A CK_Z dA, \quad (1)$$

где  $A$  – площадь резервуара (его проекция) на земной поверхности;  $C$  – параметр уплотнения резервуара;  $a$  – так называемый коэффициент «расширения» оседания;  $K_Z$  – функция Кноте, которая рассчитывается по формуле

$$K_Z = \frac{e^{\left(\frac{-\pi r^2}{R^2}\right)}}{R^2}, \quad (2)$$

где  $r$  – горизонтальное расстояние между текущим элементом поверхности интегрирования и точкой расчета оседания поверхности;  $R$  – радиус резервуара.

Применим этот метод в двух ситуациях в зависимости от геометрии резервуара, однако в любом случае считаем, что горизонтальные размеры резервуара значительны по сравнению с его высотой (толщиной).

В первом случае резервуар однородный (толщина постоянная) и имеет форму диска.

Во втором случае резервуар не однородный по высоте, но имеет в целом форму диска. В обеих ситуациях необходимо определить, какие постоянные параметры входят в уравнение и какие имеются переменные [25]; как влияет изменение переменных параметров на вид оседания.

Анализ формулы вычисления оседания для однородного резервуара, когда  $h$  – толщина резервуара – const;  $C_m$  – коэффициент уплотнения – const;  $\Delta P$  – изменение порового давления резервуара – const:

$$C = C_m \cdot \Delta P \cdot h \quad (3)$$

Данные получены для резервуара Лагунильяса в Венесуэле с параметрами [12]:  $\Delta P = 22,2 \text{ кПа}^{-1}$ ;  $h = 170 \text{ м}$ ;  $C_m = 70 \cdot 10^{-7} \text{ кПа}^{-1}$ ;  $A = 163 \text{ км}^2$ ; коэффициент Пуассона  $\nu = 0,25$ ; глубина резервуара  $D = 2 \text{ 800 м}$ ; пористость  $m = 16\text{--}20 \%$ .

Заметим, что коэффициент влияния Кноте зависит от горизонтального расстояния  $r$ .

Формула оседания:

$$S = -\frac{aC}{R^2} \int_A e^{\frac{-\pi r^2}{R^2}} dA. \quad (4)$$

Запишем

$$e^{\frac{-\pi r^2}{R^2}} = e^{-\pi t^2}, \quad (5)$$

где

$$t = \frac{r}{R}. \quad (6)$$

Проанализируем изменение значения интеграла (4). Известно, что функция  $e^{-\pi t^2}$  имеет вид кривой Гаусса (рис. 1).

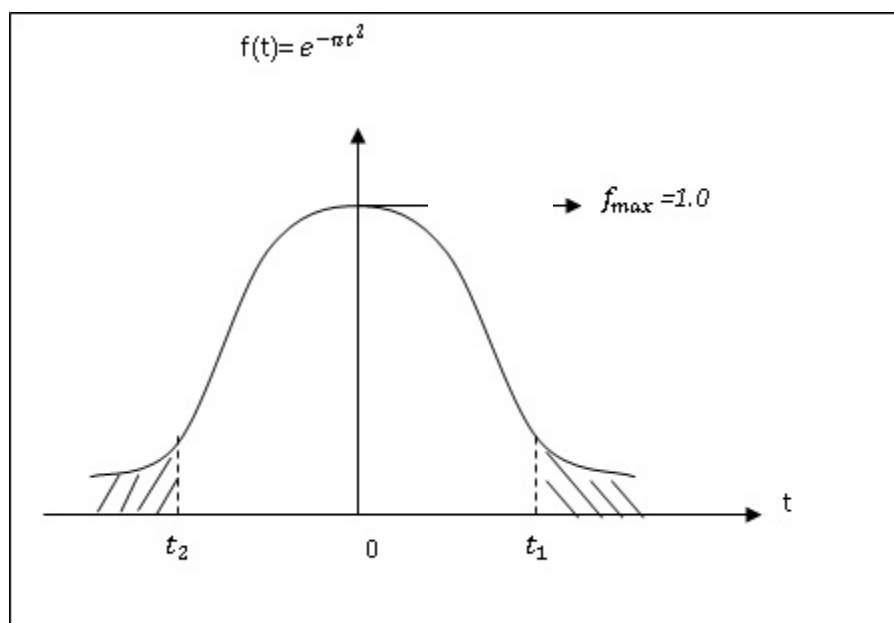


Рис. 1. Подынтегральная функция  $S$

Значения этой функции будем учитывать только в интервале  $[t_1, t_2]$  где  $f(t) = f_{\max} / e = 0,33$  для нормализованного  $f(t)$ . В дальнейшем при вычислениях интеграла будем учитывать только область интегрирования  $[t_1, t_2]$ .

Для  $R = 7\,200$  м,  $r_i = 4\,300$  м (резервуар Лагунильяса [12]).

Расчет выполняем интегрированием для резервуара в форме диска. Выберем на земной поверхности точки вдоль радиуса диска через  $0,2R$ . Расстояние между точками, в которых находим оседание  $S$ , равно  $1\,440$  м (рис. 2).

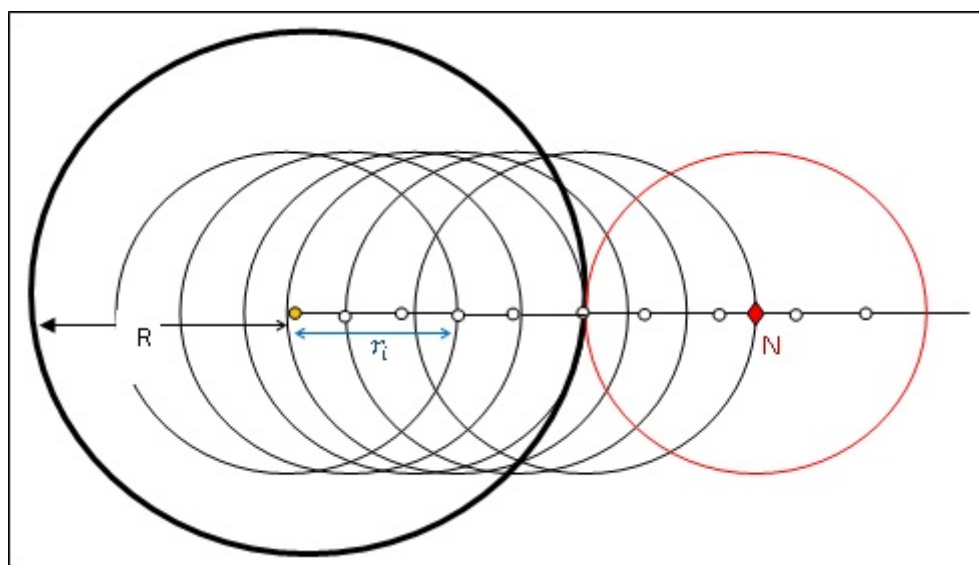


Рис. 2. Схема интегрирования:

$R$  – радиус резервуара;  $r_i$  – радиус области интегрирования;  $N$  – точка вне диапазона действия оседания резервуара

По формулам (1)–(4) находим:

$$a = D/R = 0,39; A = 163 \text{ км}^2; R^2 = A/\pi = 52 \text{ км}^2;$$

$$C = 0,026 \text{ м, то есть } S_{\max} = -0,4 \text{ м.}$$

Заметим, что все точки, для которых  $r$  – радиус области интегрирования – находится внутри границы резервуара, имеют одинаковую величину, и эта величина начинает уменьшаться при переходе к точкам, для которых окружности выходят за границы влияния резервуара. Точка  $N$  находится на расстоянии  $3\,600$  м от центра, где лежит на границе влияния резервуара. На рис. 3 определено место формирования «критических точек», т. е. точек перегиба кривой оседания [22], например, точки 1, 2, 3, 4, в которых профиль и величина оседания меняются наиболее быстро (рис. 3).

Следует обратить внимание на то, что величина оседания имеет максимальное изменение, когда центр текущей области интегрирования лежит на границе резервуара.

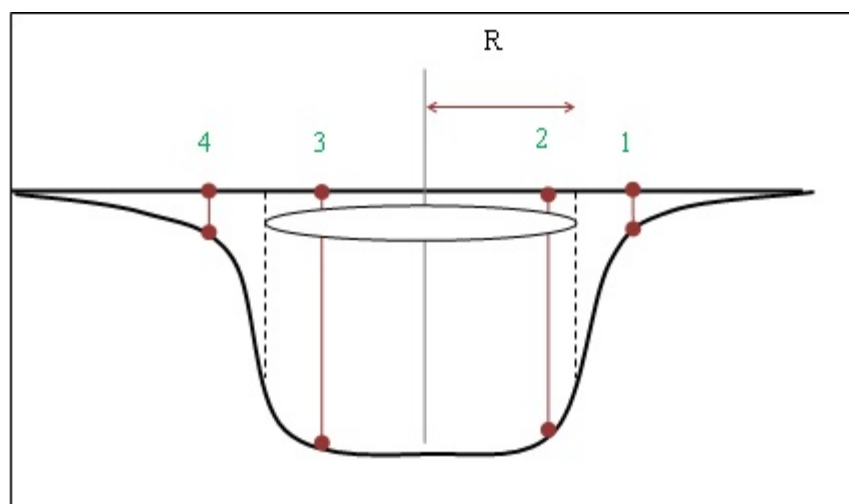




Рис. 3. Профиль оседания для однородного резервуара в виде диска и местоположение критических точек на земной поверхности:

-  – критическая точка перегиба кривой оседания;
-  – граница дискового резервуара

Для неоднородного резервуара толщина  $h$  непостоянна. В нашем случае, для примера,  $h$  увеличена в два раза на одной половине резервуара. В результате получаем новый объект (дисковый резервуар) с параметрами

$$h_2 = h + \Delta h, \quad (7)$$

где  $h$  – толщина исходного однородного резервуара;  $\Delta h$  – величина изменения толщины резервуара.

Пользуясь исходными формулами, имеем

$$A_2 \approx \pi R'^2 = 41 \text{ км}^2, \text{ где } R' = R/2,$$

$$R' = 3\,600 \text{ м}, \quad r'_i = 2\,160 \text{ м}.$$

Распределение определяемых точек, расположенных по радиусу диска через  $0,2R'$ , т. е. 720 м,  $a = 0,8C$  для части утолщения резервуара в виде диска с толщиной  $\Delta h$  (рис. 4).

Выразим

$$C = C_m \cdot \Delta P \cdot (\Delta h) \quad (8)$$

Полагаем, что  $\Delta h = 100$  м,  $C = 0,026$  м, т. е.  $S_{\max} = -0,7$  м.

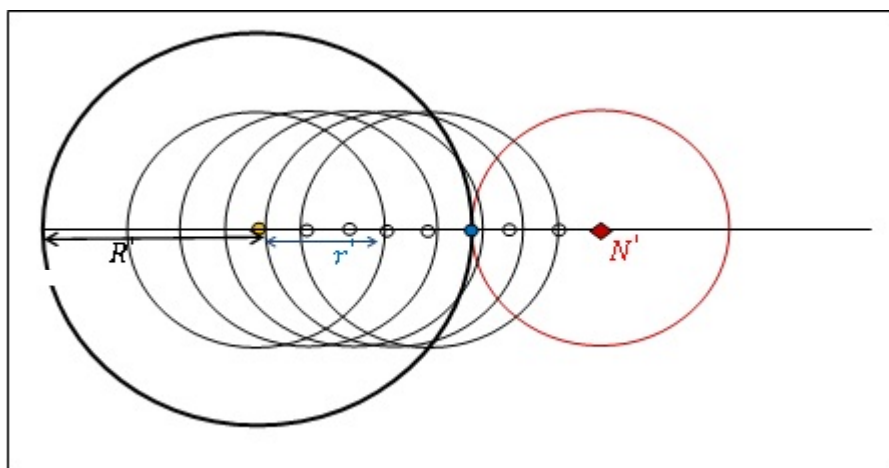


Рис. 4. Представление новой области интегрирования и утолщения резервуара:  
 $R'$  – радиус утолщения резервуара в виде диска части резервуара;  $r_i'$  – радиус области интегрирования утолщенной части;  $N'$  – точка на границе диапазона действия утолщения резервуара

Заметим, что общее оседание на этой части земной поверхности будет суммарным оседанием. В соответствии с рис. 4 получаем новый график.

В результате суммирования полученных значений оседания для резервуара находим результирующую кривую, изображенную на рис. 5.

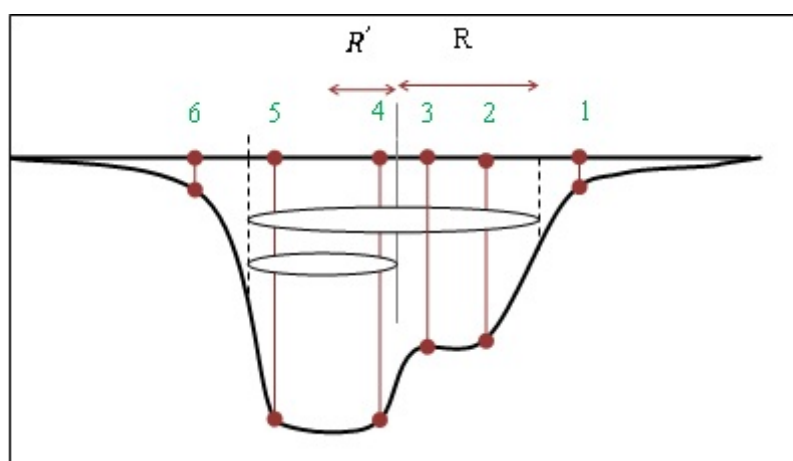


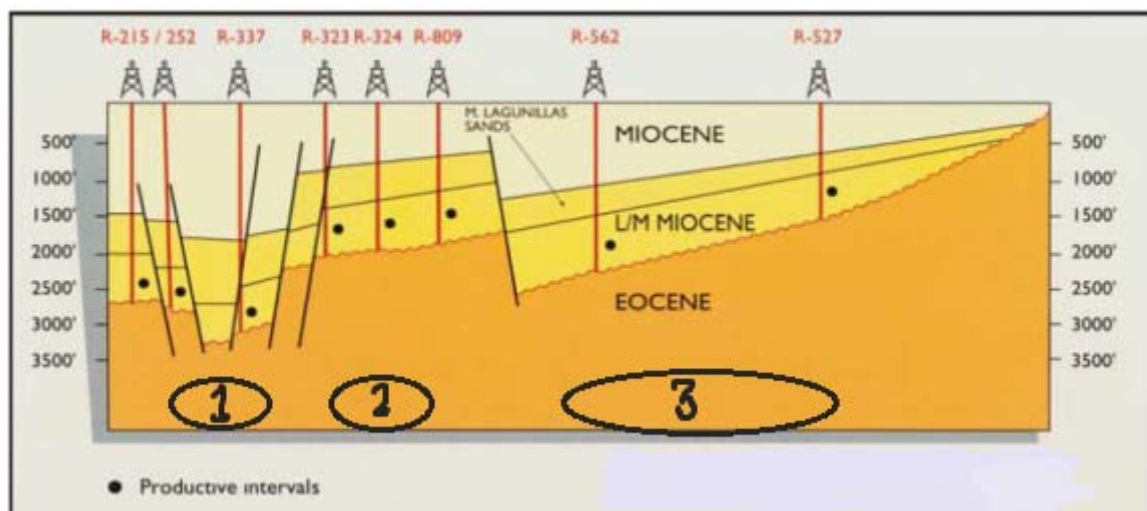
Рис. 5. Профиль оседания резервуара в виде диска с разной толщиной:

- 6 – критическая точка;
- ⤵ – граница дискового резервуара на поверхности Земли;

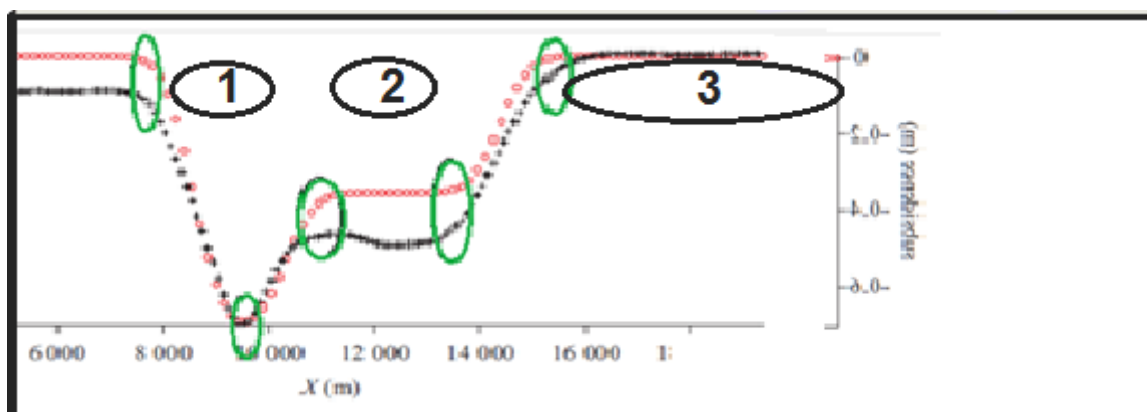
В формуле (8), как показано ранее, имеются величины  $C_m$ ,  $\Delta P$ . Изменение этих параметров, когда варьируются их значения по площади резервуара,

принципиально не влияет на вид профиля оседания и на местоположения «критических» точек [22].

Для подтверждения достоверности предложенной методики воспользуемся результатами вычисления оседания по методу МКЭ и геодезическими данными на месторождении Лагунильяса в Венесуэле (рис. 6).



а)



б)

Рис. 6. Результаты вычисления оседания по геолого-механическим моделям и геодезическим данным и геологическая карта нефтяного месторождения Лагунильяса:

а) стратиграфическая тектоническая секция; б) профиль оседания вдоль секции нефтяного месторождения Лагунильяса

При сравнении секций (рис. 6, а) и профиля оседания (рис. 6, б), заметим следующее:

1) совпадение зоны максимального оседания с зоной 1, где расположена наибольшая толщина резервуара;



2) влияние толщины резервуара и тектонических зон является преобладающим в более глубокой части резервуара, как указано на рис. 7;

3) согласно рис. 7 можно утверждать следующее: положение максимальной скорости оседания совпадает с местоположением разломов на данной территории и проявлением тектонической активности.

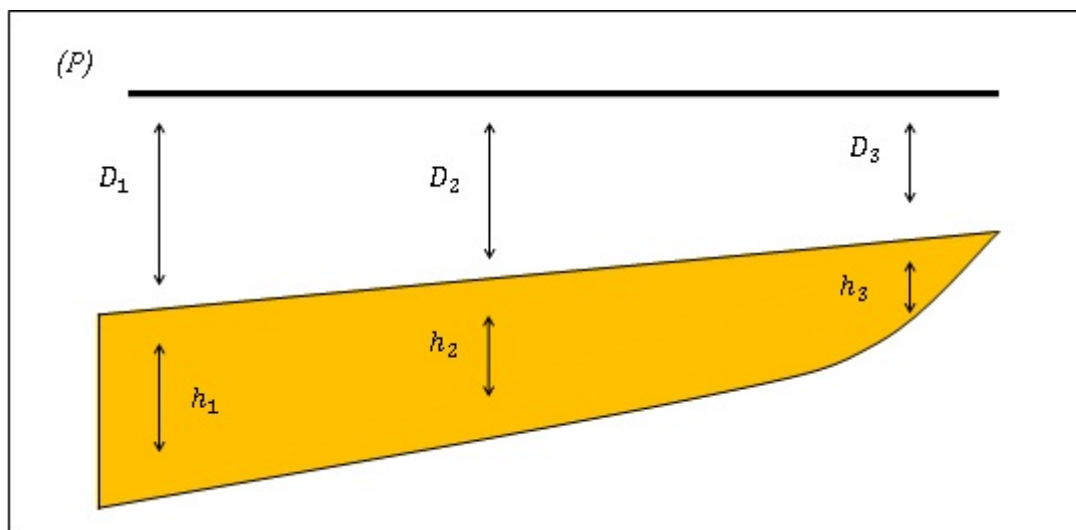


Рис. 7. Взаимосвязь толщины резервуара и его глубины:

$P$  – поверхность Земли;  $D_1$ ,  $D_2$ ,  $D_3$  – глубины участков 1, 2, 3-го резервуара;  
 $h_1$ ,  $h_2$ ,  $h_3$  – толщины участков 1, 2, 3-го резервуара

Тем не менее, окончательные выводы по п. 3 требуют дополнительных исследований.

### Заключение

Построение модели проседания почвы на территории нефтедобычи дает дополнительную метрологическую информацию для предсказания положения участков максимальной скорости оседания, что позволит, используя в комплексе наземные и спутниковые наблюдения, получать независимую объективную информацию на территории добычи углеводородных ископаемых.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Нестеренко М. Ю., Цвяк А. В. Концепция геодинамического мониторинга территорий нефтегазовых месторождений на примере Южного Предуралья [Электронный ресурс] // Бюллетень Оренбургского научного центра УрО РАН. – 2014. – Вып. 4. – Режим доступа : <https://cyberleninka.ru/article/v/kontseptsiya-geodinamicheskogo-monitoringa-territoriy-neftegazovyh-mestorozhdeniy-na-primere-yuzhnogo-preduralya>.

2. Колмогоров В. Г. К вопросу возможности изучения деформационного состояния земной поверхности по результатам повторного высокоточного нивелирования // Вестник СГГА. – 2012. – Вып. 1 (17). – С. 9–14.
3. Кузьмин Ю. О. Современная геодинамика нефтегазоносных регионов: изученность и значение для поисков и разработки месторождений УВ. – Казань : ФЭН, 2013. – 237 с.
4. Кузьмин Ю. О. Современные суперинтенсивные деформации земной поверхности в зонах платформенных разломов // Геологическое изучение и использование недр. – 1996. – Вып. 4. – С. 43–53.
5. Кузьмин Ю. О. Современная геодинамика и оценка геодинамического риска при недропользовании. – М. : Агентство Экономических Новостей, 1999. – 220 с.
6. Fokker P., Orlic B. Semi-Analytic Modeling of Subsidence // *Mathematical Geology*. – 2006. – Vol. 38, Issue 5. – P. 565–589.
7. Кузьмин Ю. О. Геодинамические последствия разработки нефтяных и газовых месторождений // Нефть и Капитал. – 2006. – Вып. 8 – С. 82–86.
8. Кузьмин Ю. О. Современная геодинамика разломов и эколого-промышленная опасность объектов нефтегазового комплекса // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – Вып. 1. – С. 33–41.
9. Кашников Ю. А., Ашихмин С. Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. – М. : Недра, 2007. – 486 с.
10. Ketelaar, V. B. H. Satellite Radar Interferometry: Subsidence Monitoring Techniques // *Subsidence Due to Hydrocarbon Production in the Netherlands*. – London : Springer, 2009. – P. 7–27.
11. Taherynia M., Hossein M. S., Aghda F., Ghazifard A. Modeling of Land Subsidence in the South Pars Gas Field (Iran) // *International Journal of Geosciences*. – 2013. – Issue. 4. – P. 1095–1100.
12. Szostak-Chrzanowski A., Chrzanowski A., Ortiz A. Modeling of ground subsidence in oil fields [Электронный ресурс] // *Canadian Centre for Geodetic Engineering*. – 2006. – Issue 9. – P. 133–146. – Режим доступа : [http://www.uwm.edu.pl/wnt/technicalsc/ts9\\_2006/13\\_9\\_2006.pdf](http://www.uwm.edu.pl/wnt/technicalsc/ts9_2006/13_9_2006.pdf).
13. Michelle S., Ikehara M. E., Galloway D. L., Falk. Detection and Measurement of Land Subsidence Using Global Positioning System and Interferometric Synthetic Aperture Radar, Coachella Valley, California [Электронный ресурс] : *Water Resources Investigation Report 01-4193*. – 1996-98. – Issue 7417-13. – Режим доступа : <https://pubs.usgs.gov/wri/wri014193/wrir01-4193.pdf>.
14. Murria J. Subsidence in Western Venezuela Oil Fileds ñ Subsidence and Prediction // *Proceedings of VIII-th Intern. Congress of the Int. Soc. For Mine Surveyors (Lexington, Sept. 22–27)*. – Lexington, USA, 1991. – P. 439–443.
15. Bruno M. S. Geomechanical analysis and decision analysis for mitigating compaction related casing damage // Paper SPE 71695 presented at the 2001 SPE Annual Technical Conference (New Orleans, 30 September–3 October). – New Orleans, USA, 2001. – P. 1–13.
16. Bruno M. S., Bovberg C. A. Reservoir compaction and surface subsidence above the Lost Hills field, California. *Rock mechanics // Proceedings of the 33rd U.S. Symposium (3-5 June) / Eds. J. R. Tillerson and W. R. Wawersik*. – Santa Fe, New Mexico, USA, Balkema, Rotterdam, 1992. – P. 263–272.
17. Fielding E. J., Blom R. G., Goldstein R. M. 1998. Rapid subsidence over oil fields measured by SAR interferometry // *Geophysical Research Letters*. – 1998. – Issue. – 25. – P. 3215–3218.
18. Geertsma J. Land subsidence above compacting oil and gas reservoirs // *Journal of Petroleum Technology*. – 1973. – Issue. – 25. – P. 734–744.
19. Kosloff D., Skott R. F., Skrantonsk. J. Finite element simulation of Wilmington oil field subsidence // I. Linear modeling. *Tectonophysics*. – USA : ScienceDirect, 1980. – Issue 65. – P. 339–368.
20. Fokker P., Orlic B. Semi-Analytic Modeling of Subsidence // *Mathematical Geology*. – 2006. – Issue 5. – P. 565–589.
21. Fokker P. A. Subsidence Prediction and Inversion of Subsidence Data // *SPE/ISRM Rock Mechanics Conference (Irving, 20-23 October)*. – Irving, 2002. – P. 10.

22. Кутени Джад Аль Карим. К выбору оптимального метода создания геодезической сети при оценке деформационных процессов на территории нефтедобычи // Землеустройство кадастр и мониторинг земель. – 2018. – Вып. 2. – С. 14.
23. Sulak R. M.. Ekofisk Field: The First 20 Years // Petroleum Technology. – 1991. – Issue. – 10. – P. 1265–1271.
24. Geertsma J. Land Subsidence above Compacting Oil and Gas Reservoirs // Petroleum Technology. – 1973. – Issue. – 6. – P. 734–744.
25. Szostak-Chrzanowski A., Chrzanowski A., Massiera M. Use of Geodetic Monitoring Measurements in Solving Geomechanical Problems in Engineering and Geosciences // Engineering Geology: Stiros S, Chrzanowski A. – 2005. – Issue. – 70. – P. 3–12.

Получено 06.02.2018

© В. Н. Баранов, Джад Аль Карим Кутени, 2018

## **DETERMINATION OF THE SURFACE SUBSIDENCE PROFILE ON THE TERRITORY OF OIL PRODUCTION FOR DESIGNING GEODESIC OBSERVATIONS**

*Vladimir N. Baranov*

State University of Land Management, 15, Kazakova St., Moscow, 105005, Russia, Dr. Sc., Professor, Head of the Department of Geodesy and Geoinformatics, phone: (903)298-20-07, e-mail: kaf.geod@guz.ru

*Jad Al Kareem Kouteny*

State University of Land Use Planning, 15, Kazakova St., Moscow, 105005, Russia, Ph. D. Student, Department of Geodesy and Geoinformatics, phone: (963)762-86-42, (977)897-40-96, e-mail: jadkouteny@yahoo.com

The relevance of determining the region of extreme subsidence during hydrocarbon production is well known. The necessity of detailed examination of deformation, causing disastrous events in the process of hydrocarbon extraction on the territory of oil and gas deposits and the determination of the most active zone within significant subsidence territory are approved by numerous researches. Various sources of information are used to identify the boundaries of the danger zone. In the proposed article, it is recommended to use the method of building a geological-mechanical model, which provides additional information about this problem and gives an overall picture of the process of subsidence.

The suggested method allows not only to save material resources for organization of special monitoring measurements, but to provide preliminary estimation of the maximum subsidence rate at a particular land plot.

The article proposes a variant of the method for calculating land subsidence using the Knothe model, which does not require extra information about reservoir but enables to determine preliminary positions of the so-called "critical" subsidence profile points of oil and gas deposits. Calculations have been made at a particular field to discuss the characteristics (geometric and geological) of the oil reservoir affecting the parameters of the subsidence profile. Confirmation of the reliability of the proposed methodology is the results of calculating the subsidence by finite element method (FEM) and geodetic data at the Lagunillas oilfield in Venezuela.

The importance of the information obtained for predicting the sections of the maximum rate of the subsidence follows from the experience of earlier performed seismic research.

**Key words:** model Knothe, compaction of oil reservoir, effective region of integration, homogeneous reservoir, pore pressure, subsidence profile of earth's surface, tectonic phenomena.

## REFERENCES

1. Nesterenko, M. Ju., & Cvjak, A. V. (2014). The Concept of Geodynamic Monitoring of Oil and Gas Fields by the Example of the Southern Pre-Urals. *Bjulleten' Orenburgskogo nauchnogo centra UrO RAN [Bulletin of the Orenburg Scientific Center Uro RAS]*, 4, 1–15. Retrieved from <https://cyberleninka.ru/article/v/kontsepsiya-geodinamicheskogo-monitoringa-territoriy-neftegazovyh-mestorozhdeniy-na-primere-yuzhnogo-preduralya> [in Russian].
2. Kolmogorov, V. G. (2012). On the question of the possibility of studying the deformation of the Earth's surface as a result of repeated precision leveling. *Vestnik SGA [Vestnik SSGA]*, 1(17), 9–14 [in Russian].
3. Kuz'min, Ju. O. (2013). *Sovremennaja geodinamika neftegazonosnyh regionov: izuchennost' i znachenie dlja poiskov i razrabotki mestorozhdenij UV [Modern geodynamics of oil and gas bearing regions: study and importance for prospecting and development of hydrocarbon fields]*. Kazan: Fen Publ. [in Russian].
4. Kuzmin, Yu. O. (1996). Modern super-intensive deformations of the earth's surface in the zones of platform faults. *Geologicheskoe izuchenie i ispol'zovanie nedr [Geological Study and Use of Subsoil]*, 4, 43–53 [in Russian].
5. Kuz'min, Ju. O. (1999). *Sovremennaja geodinamika i ocenka eodinamicheskogo riska pri nedropol'zovanii [Modern geodynamics and assessment of eodynamic risk in subsoil use]*. Moscow: Agency of Economic News [in Russian].
6. Fokker, P., & Orlic, B. (2006). Semi-Analytic Modeling of Subsidence. *Mathematical Geology*, 38(5), 565–589.
7. Kuzmin, Yu. O. (2006). Geodynamic consequences of the development of oil and gas fields. *Neft' i Kapital [Oil and Capital]*, 8, 82–86 [in Russian].
8. Kuzmin, Yu. O. (2007). Modern geodynamics of faults and environmental and industrial hazards of oil and gas facilities. *Geologija, geofizika i razrabotka nefjanyh i gazovyh mestorozhdenij [Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields]*, 1, 33–41 [in Russian].
9. Kashnikov, Ju. A., & Ashihmin, S. G. (2007). *Mehanika gornyh porod pri razrabotke mestorozhdenij uglevodorodnogo syr'ja [Mechanics of rocks in the development of deposits of hydrocarbon raw materials]*. Moscow: Nedra Publ. [in Russian].
10. Ketelaar, V. B. H. (2009). Satellite Radar Interferometry: Subsidence Monitoring Techniques. In *Subsidence Due to Hydrocarbon Production in the Netherlands* (pp. 7–27). London: Springer.
11. Taherynia, M., Hossein, M. S., Aghda, F., & Ghazifard, A. (2013). Modeling of Land Subsidence in the South Pars Gas Field (Iran). *International Journal of Geosciences*, 4, 1095–1100.
12. Szostak-Chrzanowski, A., Chrzanowski, A., & Ortiz, A. (2006). Modeling of ground subsidence in oil fields [Canadian Centre for Geodetic Engineering], 9, 133–164. Retrieved from [http://www.uwm.edu.pl/wnt/technicalsc/ts9\\_2006/13\\_9\\_2006.pdf](http://www.uwm.edu.pl/wnt/technicalsc/ts9_2006/13_9_2006.pdf).
13. Michelle, S., Ikehara, M. E., Galloway, D. L., & Falk. (1996–98). Water Resources Investigation Report 01-4193. *Detection and Measurement of Land Subsidence Using Global Positioning System and Interferometric Synthetic Aperture Radar: Issue 7417–13* (pp. 1–26). Coachella Valley, California. Retrieved from <https://pubs.usgs.gov/wri/wri014193/wrir01-4193.pdf>.
14. Murria, J. (1991). Subsidence in Western Venezuela Oil Fileds ñ Subsidence and Prediction. In *Proceedings of VIII-th Intern. Congress of the Int. Soc. For Mine Surveyors* (pp. 439–443). Lexington, USA.
15. Bruno, M. S. (2001). Geomechanical analysis and decision analysis for mitigating compaction related casing damage. In *Paper SPE 71695 presented at the 2001 SPE Annual Technical Conference* (pp 1–13). New Orleans, USA.

16. Bruno, M. S., & Bovberg, C. A. (1992). Reservoir compaction and surface subsidence above the Lost Hills field, California. Rock mechanics. In *Proceedings of the 33rd U.S. Symposium* (pp. 263–272). J. R. Tillerson, & W. R. Wawersik (Eds.). Santa Fe, New Mexico, USA, Balkema, Rotterdam.
17. Fielding, E. J., Blom, R. G., & Goldstein, R. M. (1998). Rapid subsidence over oil fields measured by SAR interferometry. *Geophysical Research Letters*, 25, 3215–3218.
18. Geertsma J. (1973). Land subsidence above compacting oil and gas reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 25, 734–744.
19. Kosloff, D., Skott, R. F., & Skrantonsk, J. (1980). Finite element simulation of Wilmington oil field subsidence. In *Linear modeling. Tectonophysics* (pp 339–368). USA: ScienceDirect.
20. Fokker, P., & Orlic, B. (2006). Semi-Analytic Modeling of Subsidence. *Mathematical Geology*, 5, 565–589.
21. Fokker, P. A. (2002). Subsidence Prediction and Inversion of Subsidence Data. In *SPE/ISRM Rock Mechanics Conference* (p. 10). Irving.
22. Kouteny Jad Al Kareem. (2018). Toward the choice of the optimal method for creating a geodetic network in the evaluation of deformational processes in the oil production area. *Zemleustrojstvo, kadastr i monitoring zemel' [Land Cadastre and Land Monitoring]*, 2, 1–14 [in Russian].
23. Sulak, R. M. (1991). Ekofisk Field: The First 20 Years. *Petroleum Technology*, 10, 1265–1271.
24. Geertsma, J. (1973). Land Subsidence above Compacting Oil and Gas Reservoirs. *Petroleum Technology*, 6, 734–744.
25. Szostak-Chrzanowski, A., Chrzanowski, A., & Massiera, M. (2005). Use of Geodetic Monitoring Measurements in Solving Geomechanical Problems in Engineering and Geosciences. *Engineering Geology: Stiros S., Chrzanowski A.*, 70, 3–12.

Received 06.02.2018

© V. N. Baranov, Jad Al Kareem Kouteny, 2018