

ISSN 2304-9081

Учредители:  
Уральское отделение РАН  
Оренбургский научный центр УрО РАН

**Бюллетень**  
**Оренбургского научного центра**  
**УрО РАН**  
(электронный журнал)



**2014 \* № 4**

On-line версия журнала на сайте  
<http://www.elmag.uran.ru>

© М.Ю. Нестеренко, А.В. Цвяк, 2014

УДК 502.7

*М.Ю. Нестеренко, А.В. Цвяк*

## **КОНЦЕПЦИЯ ГЕОДИНАМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ТЕРРИТОРИЙ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ЮЖНОГО ПРЕДУРАЛЬЯ**

Оренбургский научный центр УрО РАН, Отдел геоэкологии, Оренбург, Россия

*Цель.* Разработка подхода к определению деформаций земной поверхности на месторождениях углеводородов.

*Материалы и методы.* Исследование деформаций земной поверхности с применением глобальной спутниковой навигационной системы на месторождениях углеводородов в районе повышенной сейсмической активности.

*Результаты.* Показана методика геодинамических наблюдений и проведен расчет возможных оседаний земной поверхности на примере одного из крупнейших в Южном Предуралье месторождений нефти – Байтуганском.

*Заключение.* Мониторинг и прогнозирование деформаций земной поверхности на месторождениях целесообразно проводить на основе математического моделирования, сейсмологии и технологий GNSS.

*Ключевые слова:* геодинамика, земная поверхность.

---

---

*M.Y. Nesterenko, A.V. Tsviak*

## **CONCEPT AREAS GEODYNAMIC MONITORING OIL AND GAS FIELDS EXAMPLE SOUTHERN URAL REGION**

Orenburg Scientific Centre UrB RAS, Department of Geoecology, Orenburg, Russia

*Objective.* Developing approaches to the definition of ground deformation on hydrocarbon deposits.

*Materials and methods.* The study of ground deformation using global satellite navigation system on the deposits of hydrocarbons in the area of high seismic activity.

*Results.* The technique of geodynamic observations and calculation of possible surface subsidence on the example of one of the largest in the Southern Urals oil – Baytuganskom.

*Conclusions.* Monitoring and forecasting of ground deformation on the fields is advantageously carried out on the basis of mathematical modeling, seismic technology and GNSS.

*Key words:* geodynamics, Earth's surface

### **Введение**

На разрабатываемых месторождениях нефти и газа уменьшение давления в системе «углеводороды - пластовые воды» нарушает сложившееся природное геодинамическое равновесие в геологических структурах, которое становится причиной их подвижек и сейсмических событий [1].

При интенсивной эксплуатации месторождений углеводородов (УВ) в связи с уменьшением пластового давления значительно изменяются давление в подземных водах, направления и скорости их движения, а также фильтра-

ционно-емкостные и другие свойства окружающей их геологической среды, ее геодинамическое равновесие. Это приводит к формированию опасных геодинамических процессов и многократному увеличению количества и интенсивности сейсмических событий в районах добычи УВ.

Основные и наиболее опасные формы последствий развития техногенно-природных геодинамических процессов – сильные деформации наземных сооружений, разрыв коммуникаций, слом обсадных колонн эксплуатационных скважин, порывы промысловых трубопроводных систем, заболачивание и затоплений опускающихся участков земной поверхности, региональное проявление оползневых процессов.

Это обуславливает необходимость создания системы маркшейдерско-геодезических наблюдений при разработке месторождений углеводородов. Нормативной базой создания и функционирования геодинамических полигонов являются следующие нормативные правовые акты и нормативно-технические документы: Федеральный закон «О недрах» № 2395-1 от 21.02.1992 г. (ред. от 30.12.2012 г.), постановление Правительства РФ от 28.03.2012 г. № 257 «О лицензировании производства маркшейдерских работ», ПБ 07-601-03 «Правила охраны недр», постановление Госгортехнадзора России от 06.06.2003 г. № 71, РД 07-408-01 «Положение о геологическом и маркшейдерском обеспечении промышленной безопасности и охраны недр», постановление Госгортехнадзора России от 22.05.2001 г. № 18, РД 07-603-03 «Инструкция по производству маркшейдерских работ», Постановление Госгортехнадзора РФ от 06.06.2003 г. № 73 и др.

Одним из основных требований Федерального закона «О недрах» (ст. 24) по обеспечению безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, является «проведение комплекса геологических, маркшейдерских и иных наблюдений, достаточных для обеспечения нормального технологического цикла работ и прогнозирования опасных ситуаций, своевременное определение и нанесение на планы горных работ опасных зон».

Согласно «Положению о лицензировании производства маркшейдерских работ», утвержденного постановлением Правительства РФ от 28.03.2012 г. № 257, лицензионным требованием к лицензиату при осуществлении деятельности по производству маркшейдерских работ является проведение маркшейдерских наблюдений, достаточных для обеспечения нормального

технологического цикла горных работ и прогнозирования опасных ситуаций, своевременное определение и нанесение на планы горных работ опасных зон в соответствии с пунктом 5 части пятой статьи 24 Закона Российской Федерации «О недрах».

«Положение о геологическом и маркшейдерском обеспечении промышленной безопасности и охраны недр» требует от служб главного геолога и главного маркшейдера недропользователя обеспечить «ведение мониторинга состояния недр, включая процессы сдвижения горных пород и земной поверхности, геомеханических и геодинамических процессов при недропользовании в целях предотвращения вредного влияния горных разработок на горные выработки, объекты поверхности и окружающую природную среду».

Согласно п. 262 «Инструкции по производству маркшейдерских работ» технический проект (программа) выполнения маркшейдерских работ включает обоснование и технические решения по созданию системы наблюдений (геодинамических полигонов) за геомеханическими, геодинамическими, а в необходимых случаях – за геокриологическими процессами».

В Южном Предуралье, включающем западную часть Оренбургской области, юго-запад Башкирии и запад Самарской области, эксплуатируются более сотни месторождений нефти и крупнейшее в Европе Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение.

Одним из крупнейших в Южном Предуралье месторождений нефти является Байтуганское (общая площадь 6572,75 Га), расположенное на территории Северного района Оренбургской области, Камышлинского и Клявлинского районов Самарской области. Это месторождение открыто и введено в промышленную разработку в 1947 г. Промышленно нефтеносными в разрезе месторождения являются карбонатные отложения пластов А<sub>4</sub> башкирского яруса среднего карбона, С<sub>1s</sub> серпуховского яруса нижнего карбона, В<sub>1</sub> турнейского яруса нижнего карбона и терригенные отложения бобриковского горизонта нижнего карбона. В настоящее время Байтуганское месторождение согласно принятой технологической схеме находится в стадии интенсивной разработки, развивается инфраструктура и увеличивается фонд скважин. На Байтуганском месторождении применяется система разработки с площадным (внутриконтурным) заводнением. Месторождение разбуривается по девяти-точечной обращенной сетке скважин с плотностью скважин на турнейском,

башкирском и серпуховском ярусах 400х400м, на бобриковском горизонте 500х500м. Среднегодовая добыча нефти достигает 400 тыс.т.

До конца 2019 г. общий фонд скважин планируется увеличить до 657, в том числе 509 – добывающих. По состоянию на 31.07.14 на месторождении пробурено 371 скважина, из них количество нагнетательных скважин составляет 47 единиц. К концу 2019 г. количество нагнетательных скважин планируется довести до 105.

### **Определение деформаций земной поверхности при добыче нефти.**

Важнейшим критерием в обосновании необходимости проектирования и создания геодинамического полигона для последующих наблюдений за возможными просадками является наличие населенных пунктов, расположенных над залежами поднятий месторождений, опасность разрушения которых усиливается при добыче нефти, особенно при наличии активных разломных зон. Необходимым критерием организации наблюдений также служит предрасчет ожидаемых деформаций и имеющие место разрушения или нарушения нормальной эксплуатации объектов обустройства и иной застройки площади горного отвода.

Основным фактором, определяющим уровень формирования обширных просадок земной поверхности территории месторождения, является величина деформации порового объема пласта-коллектора. Для оценки максимальной, предельно возможной, величины вертикальных смещений земной поверхности можно предположить, что все изменения порового объема происходят за счет деформации породы в вертикальном направлении. В этом случае будет справедлива следующая формула:

$$\Delta h = m \cdot H \cdot \beta_{\text{пор}} \cdot \Delta P,$$

где  $m$  – пористость;  $H$  – эффективная толщина нефтенасыщенности;  $\beta_{\text{пор}}$  – коэффициент сжимаемости порового пространства;  $\Delta P$  – изменение пластового давления в процессе разработки.

В качестве исходного материала для оценки деформаций земной поверхности были использованы вертикальные геологические разрезы и структурные карты по каждому продуктивному пласту, сводный геолого-геофизический разрез (табл. 1) [2], стратиграфическая колонка, а также данные о физико-механических свойствах горных пород [3, 4].

*Таблица 1. Энергетическая характеристика объектов разработки на 01.01.2014 г.*

Пласт	Средневзвешенное пластовое давление, МПа		Температура, °С	Давление насыщения, МПа
	начальное	текущее		
A <sub>4</sub>	6,6	6,1	16	1,00
C <sub>1s</sub>	6,6	6,5	16	1,00
B <sub>2</sub>	10,8	5,8	27	3,80
B <sub>1</sub>	10,8	6,5	27	4,13

**Пласт A<sub>4</sub>:** – средневзвешенное пластовое давление по пласту равно 6,1 МПа, т.е. ниже начального пластового давления на 0,5 МПа;

**Пласт C<sub>1s</sub>:** – средневзвешенное пластовое давление по пласту равно 6,2 МПа, т.е. ниже начального пластового давления на 0,1 МПа;

**Пласт B<sub>2</sub>:** - средневзвешенное пластовое давление по пласту равно 6,4 МПа, что ниже начального на 5 МПа;

**Пласт B<sub>1</sub>:** - средневзвешенное пластовое давление по пласту равно 6,6 МПа, что ниже начального на 4,3 МПа;

Пластовые и забойные давления в зоне отбора не снижались ниже давлений насыщения; применялась технология поддержания пластового давления.

Для расчета максимально возможной величины деформации земной поверхности разработана программа для ЭВМ, реализующая метод конечных элементов. Метод основан на разбиении сплошной среды на отдельные области – конечные элементы, в пределах которых ищется приближенное решение. Форма коллектора Байтуганского месторождения в плане близка к круговой, то есть имеется осесимметричная задача, поэтому может быть применена двухмерная модель [3].

Исходной основой для построения геолого-физической модели месторождения является геологическая характеристика и сводный геологический разрез. Массив горных пород Байтуганского месторождения состоит из множества различных по составу пластов. Для достоверного моделирования деформационного процесса расчетная схема должна по возможности наиболее полно соответствовать реальному массиву. В то же время детальное воспроизведение всех типов пород на расчетной схеме привело бы к значительному усложнению расчета и росту затрат машинного времени без повышения точности оценок в связи со значительной неопределенностью контактов пород и их физико-механических свойств

В связи с этим при составлении расчетной схемы месторождения целе-

сообразно учитывать только основные, укрупненные элементы геологического разреза, состоящие из сходных по физико-механическим свойствам породных образований. Толщины соответствующих слоев задавались по имеющимся данным со скважин. Согласно принятому проекту разработки, среднее пластовое давление в пластах представлено в таблице 2.

*Таблица 2.* Энергетическая характеристика объектов разработки с прогнозом на 01.03.2014 г.

Пласт	Средневзвешенное пластовое давление, МПа			Температура, °С	Давление насыщения, МПа	ΔР до давления насыщения, МПа
	начальное	Текущее, 01.03.2014 г	ΔР к 2014 г			
А <sub>4</sub>	6.6	6,1	0,5	16	1.00	5,6
С <sub>1s</sub>	6.6	6,5	0,1	16	1.00	5,6
Б <sub>2</sub>	10.8	5,8	5,0	27	3.80	7,0
В <sub>1</sub>	10.8	6,5	4,3	27	4.13	6,67

Оседание земной поверхности при уплотнении коллекторов при текущем падении пластового давления сверху может быть оценено величиной 89,7 мм (табл. 3).

*Таблица 3.* Результаты расчета максимальной величины оседаний земной поверхности на Байтуганском месторождении при текущем уровне падения давления

Пласт	Коэффициент поперечных деформаций, ν	Принятия пористость, доля	Этаж нефтеносности, м	Коэффициент сжимаемости	Падение пластового давления ΔР, МПа	dh, мм (в центральной части пласта)
А <sub>4</sub>	0,21	0,13	44.2	0,001923	0,5	5,5
С <sub>1s</sub>	0,21	0,14	50	0,001923	0,1	1,4
Б <sub>2</sub>	0,3	0,19	23,9	0,001923	5,0	43,7
В <sub>1</sub>	0,21	0,11	43	0,001923	4,3	39,1
Суммарное оседание на поверхности, мм						89,7

Оседания такой величины, распределенные по большой площади месторождения, не оказывают в настоящее время заметного влияния на состояние промышленных и гражданских сооружений и объектов инфраструктуры нефтепромыслов. Относительные вертикальные деформации составят  $0,09\text{м}/10000\text{м}=0,1 \times 10^{-4}$ .

Максимальные оседания поверхности при уплотнении коллекторов при максимальном уровне падения давления по пластам приведено в таблице 4.

*Таблица 4.* Результаты расчета максимальной величины оседаний земной поверхности на Байтуганском месторождении

Пласт	Коэффициент поперечных деформаций $\nu$	Принятия пористость, доля	Этаж нефтеносности, м	Коэффициент сжимаемости	Падение пластового давления $\Delta P$ , МПа	dh, мм (в центральной части пласта)
A <sub>4</sub>	0,21	0,13	44,2	0,001923	5,6	72,8
C <sub>1s</sub>	0,21	0,14	50	0,001923	5,6	215,6
B <sub>2</sub>	0,3	0,19	23,9	0,001923	7,0	81,8
B <sub>1</sub>	0,21	0,11	43	0,001923	6,67	57,3
Суммарное оседание на поверхности, мм						427,5

Максимальное расчетное оседание в центральной части Байтуганского месторождения достигает 427,5 мм. Вычисление вертикальных смещений земной поверхности было выполнено для условий установившегося пластового давления в зоне размещения эксплуатационных скважин.

Следует отметить, что полученные значения оседаний земной поверхности носят предварительный, оценочный характер и могут изменяться при изменениях параметров и режимов разработки месторождения и поступлении более точных данных о физико-механических свойствах горных пород. При расчете не учитывалось влияние на энергетику пласта технологии поддержания пластового давления (ППД). Применение ППД вызывает резкие изменения в напряженно-деформированном состоянии пластов и земной коры в районе месторождения и приводит к раскачиванию и дестабилизации геосистемы.

Согласно действующим нормативным документам [5], условия подработки и применения мер охраны зданий, сооружений и коммуникаций устанавливаются путем сравнения расчетных показателей деформаций в районе застройки рассматриваемых объектов с допустимыми и предельными деформациями для этих объектов. Объектами обустройства нефтяных и газовых месторождений является различное технологическое оборудование, прежде всего трубопроводные сети различного назначения. Величины допустимых и предельных деформаций определяются нормативными документами [5]. Из нормативного документа следует, что для объектов обустройства минимальными допустимыми деформациями являются деформации  $\varepsilon = 1,0-1,5$  мм/м.

Полученные выше максимальные прогнозные деформации поверхности меньше допустимых величин. Однако вследствие естественной неоднородности горных массивов возможны локальные концентрации деформаций вблизи тектонических нарушений, на границах структурных блоков и т.д.

К сильнейшему негативному фактору деформации земной поверхности

относится ее скорость [6]. Деформация может проходить в медленном режиме, при котором происходит постепенное проседание земной поверхности и имеется время для предотвращения негативных последствий. Но часто происходит спонтанное высокоамплитудное и высокочастотное изменение состояния земной поверхности, ее колебание в виде сейсмических толчков. Они, как правило, слабо проявляют себя до события и поэтому трудно предсказуемы без специального сейсмического мониторинга, но по причине своей внезапности приводят к большим негативным последствиям. Их прогноз возможен путем создания системы геодинамического мониторинга на Байтуганском месторождении с использованием сейсмологической сети.

### **Система геодинамического мониторинга на месторождениях нефти с использованием сейсмологической сети.**

Существует ряд методов контроля движения земной поверхности при разработке месторождений полезных ископаемых. Традиционно используются маркшейдерско-геодезические наблюдения по реперам профильных линий по методике нивелирования I-II классов для определения оседаний поверхности и измерения длин линий между реперами для определения горизонтальных сдвижений и деформаций [2, 3, 6]. Однако в связи с большой площадью территории месторождений УВ, применение данных методов дорогостояще, занимает весьма продолжительное время и имеет свойство накопления ошибки при увеличении числа ходов.

Для определения горизонтальных и вертикальных сдвижений точек земной поверхности возможно выполнение спутниковых наблюдений [7]. В последнее время все более популярным становится метод дифференциальной интерферометрии SAR, который позволяет выявлять проседания также на высоком – сантиметровом – уровне точности [8].

Технология дифференциальной интерферометрии SAR использует методы радиолокационной съемки земной поверхности, для чего используют антенны с синтезированной апертурой (SAR). Основной информацией, получаемой в результате радарной съемки, являются интенсивность и фаза (временная задержка сигнала). Повторная радарная съемка позволяет определить разность фаз, обусловленную, например, сдвижением земной поверхности. Такие смещения могут быть определены в результате обработки радарной съемки с высокой точностью. Основными источниками ошибок при вычис-

лении деформационной составляющей разности фаз являются: погрешности орбитальных данных; временная декорреляция или временной диапазон; декорреляция, связанная с изменением покрова земной поверхности (снег, растительность); геометрические искажения и атмосферные влияния. В условиях многих месторождений (в частности Байтуганского) в лесистой местности территория находится под снежным покровом или в лесу, поэтому применение радарной интерферометрии крайне затруднительно, так как декорреляция, связанная с густой растительностью и изменением покрова, будет исключительно высока. Как правило, для того, чтобы однозначно выделить деформационную часть разности фаз, недостаточно двух повторных радиолокационных съемок за год. Тем не менее, два цикла съемок за весенний, летний и осенний сезоны можно выполнить. Таким образом, как отдельный метод мониторинга за сдвижением земной поверхности месторождения, радарную дифференциальную интерферометрию применить не представляется возможным. Для выявления точных просадок земной поверхности целесообразно использование сети GNSS-пунктов.

Использование методов контроля сдвижений земной поверхности позволяет лишь фиксировать результаты произошедших сильных (возможно и катастрофических) геодинамических процессов в недрах при добыче УВ. Кроме того, большинство существующих методов контроля за движением земной поверхности могут выполняться лишь эпизодически. При увеличении частоты замеров положений поверхности стоимость мониторинга резко возрастает.

В условиях нефтегазовых месторождений в Южном Предуралье, где выполняются основные критерии, необходимые для создания системы наблюдений за движением земной поверхности – населенные пункты расположены на территории горного отвода месторождения, наличие разломных зон, способных в процессе эксплуатации нефтяного месторождения привести к аварийным ситуациям на нефтепромысловых объектах, использование системы ППД, достаточным и более эффективным будет выполнение мониторинга геодинамических процессов с использованием сейсмологической сети.

Сейсмологический мониторинг позволяет регистрировать геодинамические процессы в недрах с оценкой их глубины непрерывно. При этом в случае аномально высокой сейсмической активности для выявления точных просадок земной поверхности за годовой период целесообразно применение

метода сети GNSS-наблюдений. Построение геодинимических полигонов на основе геометрического нивелирования очень дорого и практически не решает поставленных задач в связи с большими площадями и объемами охваченных техногенезом недр. Геометрическое нивелирование не позволяет прогнозировать опасные геодинимические процессы в недрах, а лишь фиксирует произошедшие изменения на поверхности.

Решение задач мониторинга и прогнозирования геодинимических процессов в районах нефтегазодобычи возможно на основе разработанного Отделом геоэкологии Оренбургского научного центра УрО РАН комплексного подхода к мониторингу геодинимических процессов и сейсмической активности с использованием данных о геологическом и тектоническом строении районов месторождений УВ.

В целях исследования влияния техногенеза на динамику земной коры и, как следствие, земной поверхности, в районах интенсивной разработки месторождений УВ в Южном Предуралье создана региональная сеть сейсмостанций, которая зарегистрирована и вошла в общероссийскую сеть. К настоящему времени сеть состоит из шести сейсмостанций, оборудованных сейсмоприемниками СМЗ-КВ и СМЗ-ОС и регистраторами SDAS v3.1, UGRA и Guralp.

#### **Методика организации геодинимического мониторинга с использованием сейсмологической сети.**

Построение геодинимического полигона на месторождении УВ целесообразно выполнять поэтапно. Сначала создают сейсмологическую сеть из расчета не менее трех станций на  $100-500 \text{ км}^2$ , интегрируют данные о сейсмической активности эксплуатируемого месторождения УВ до достижения накопленной плотности выделившейся сейсмической энергии от техногенно-природных событий в объеме месторождения и его окрестностях порогового значения выделившейся сейсмической энергии  $10^7 \text{ Дж}$  на  $100 \text{ км}^2$ . Затем определяют по плотности выделившейся сейсмической энергии участки с аномально высокой геодинимической активностью, на которых уплотняют сейсмологическую сеть за счет добавления на каждом не менее двух сейсмических станций с выбором их размещения на расстоянии от 1 до 3 км друг от друга.

Детальное районирование территории месторождения по уровню геодинимической активности с использованием сети сейсмических станций позволяет ограничиться мониторингом деформаций земной поверхности только

геодинамически активных участков месторождения небольшой площадью, что существенно (более чем в 2-3 раза) сокращает расходы на геодинамический мониторинг.

В случае выявления сейсмологическим мониторингом критически опасной геодинамической активности необходимы дополнительные измерения вертикальных и горизонтальных движений земной поверхности на выявленном сейсмологическим мониторингом аномально геодинамически активном участке (участках) месторождения.

Наиболее надежным методом контроля состояния движений земной поверхности при разработке месторождений полезных ископаемых являются маркшейдерско-геодезические наблюдения по реперам профильных линий по методике нивелирования I-II классов для определения оседаний поверхности и измерения длин линий между реперами для определения горизонтальных сдвижений и деформаций [9]. Но в связи с выше описанными недостатками данного метода его использование на территории месторождений УВ имеет ограниченную ценность.

Для определения горизонтальных и вертикальных сдвижений точек земной поверхности возможно выполнение спутниковых наблюдений. Данный метод полностью оправдал себя на других нефтяных и газоконденсатных месторождениях России и за рубежом [8].

Для выявления точных просядок земной поверхности в области повышенной сейсмической активности целесообразно использование сети пунктов глобальной спутниковой навигационной системы (GNSS-пунктов).

GNSS-технологии предполагают применение методов определения местоположения по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем GPS и ГЛОНАСС. Спутниковое нивелирование обладает существенными преимуществами по сравнению с традиционными геодезическими методами. К таким преимуществам относятся широкий диапазон точностей (от десятков метров до миллиметров на значительных расстояниях), независимость от погоды, времени суток и года, отсутствие необходимости взаимной видимости между пунктами, высокая автоматизация и, как следствие, оперативность, возможность работы непрерывно и в движении. Эти качества обусловили высокую производительность и экономичность GNSS, что особенно заметно в труднодоступных и малообжитых районах.

Применение сети GNSS-пунктов регламентируется рядом нормативных правовых документов, таких как: Распоряжение Президента РФ № 38-рп от 18.02.99 г. «О глобальной навигационной спутниковой системе "ГЛОНАСС"», Постановление Правительства РФ № 896 от 03.08.99 г. «Об использовании в РФ глобальных навигационных спутниковых систем на транспорте и в геодезии», Постановление Правительства РФ № 346 от 29.03.99 г., Постановление Правительства РФ № 237 от 07.03.95 г. «О проведении работ по использованию глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС в интересах гражданских потребителей», Постановление Правительства РФ № 1435 от 15.11.97 г. «О федеральной целевой программе по использованию навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС в интересах гражданских потребителей» и «Программа использования системы ГЛОНАСС в гражданских целях», Федеральная целевая программа (ФЦП) «Глобальная навигационная система» на 2002-2011 гг., утверждённая постановлением Правительства РФ № 587 от 20.08.2001 г., Решение ГКЭС № 54 от 26.02 2003 г. «О регулировании использования на территории Российской Федерации навигационной аппаратуры потребителей глобальных навигационных спутниковых систем».

Также при спутниковом нивелировании рекомендовано применение ГКИНП (ОНТА)-01-271-03 «Руководство по созданию и реконструкции городских геодезических сетей с использованием спутниковых систем ГЛОНАСС/ОРБ» (Приказ Федеральной службы геодезии и картографии России от 13.05.2003 N 84-пр ГКИНП от 13.05.2003 N 01-271-03).

Закрепление реперов на пунктах спутниковой геодезической сети описаны в «Правилах закрепления центров на пунктах спутниковой геодезической сети» (Утверждены Роскартографией как дополнение к ГКИНП-07-016-91 от 07.05.2001 г.). Согласно этим правилам глубина заложения реперов в условиях Байтуганского месторождения должна составлять не менее 150 см.

В соответствии с мировым опытом применения сети GNSS-пунктов для наблюдения за деформациями земной поверхности [10, 11] и требованиями действующих нормативно-правовых актов предполагаются следующие варианты контроля геодинамической активности по результатам высокоточных спутниковых измерений в зоне повышенной сейсмической и геодинамической активности на Байтуганском месторождении нефти.

*Первый вариант заключается в совместном использовании передвиж-*

ного GNSS-приемника с сетью базовых станций. GNSS-приемник устанавливается в зоне сейсмической и геодинамической активности. Координаты, полученные с помощью приемника, установленного в зоне повышенной сейсмической активности на фундаментальном репере, уточняются данными полученными от базовых станций. Достаточная точность обеспечивается при работе GNSS-приемника со станциями удаленными на расстояние не более 60 км. В радиусе 70 км от Байтуганского месторождения находятся три референционные станции сети Смартнет ООО «Навгеоком». Кроме этого возможно развитие сети собственных базовых станций, а также совместное использование сети собственных базовых станций и референционных станций сети Смартнет. Данная методика предполагает ведение геодинамических наблюдений с использованием системы координат WGS-84.

*Второй вариант предполагает использование пунктов государственной геодезической сети.* Алгоритм определения координат будет следующим:

1. Необходимо наличие как минимум пяти пунктов с известными координатами и нормальными высотами в местной системе координат MSK-56, находящихся за пределами области техногенного влияния [11];

2. Определение координат одного из пунктов в системе WGS-84. Эти координаты определяются только один раз и остаются неизменными на весь цикл работ, и по ним вычисляются координаты определяемых пунктов. Назовем этот пункт опорным;

3. По результатам GNSS-измерений определяются приращения координат до пунктов с известными координатами в местной системе координат;

4. Используя координаты опорного пункта и приращения координат, вычисляются координаты остальных пунктов с известными координатами в местной системе координат;

5. Вычисляются параметры преобразования координат из общеземной системы координат в местную систему координат;

6. Вычисляются параметры оформляющей плоскости (при наличии трех общих пунктов) или поверхности, если количество общих пунктов более трех;

7. Выполняются полевые измерения для вычисления приращений координат между опорным пунктом и определяемыми пунктами. Используя ранее определенные координаты опорного пункта, вычисляют координаты определяемых пунктов. Определяемые пункты выполняются в виде фунда-

ментальных реперов, устанавливаемых с шагом 300-500 м в зоне повышенной сейсмической активности;

8. Вычисляют геодезические высоты определяемых пунктов относительно эллипсоида Красовского и затем их нормальные высоты, используя параметры оформляющей плоскости или поверхности.

*Третий вариант предусматривает совместное использование собственных базовых станций, установленных на пунктах государственной геодезической сети, и референциальных станций сети Смартнет для уточнения данных, полученных от GNSS-приемника.*

Предложенные методики выполнения спутникового нивелирования позволяют достичь приемлемой точности геодинамического контроля нефтяного месторождения с погрешностью измерений не более 5 мм по высоте и не более 3 мм в плане.

### **Заключение**

Применение глобальной спутниковой навигационной системы для геодинамического мониторинга на месторождениях углеводородов в районе повышенной сейсмической активности позволяет уменьшить время сбора данных и их обработки по сравнению с традиционным нивелированием I-II классов на профильных линиях реперов. Кроме этого, предложенная методика позволяет давать своевременную информацию о проседании почвы, которую можно использовать, чтобы предсказать тенденции в деформации земной поверхности по всей территории месторождения.

### **ЛИТЕРАТУРА**

1. Нестеренко М.Ю., Нестеренко Ю.М. Гидрогеологические процессы и их моделирование в районах добычи углеводородов на примере Южного Предуралья. Вестник ОГУ. 2010. 9: 122-127.
2. Пересчет геологических запасов нефти, растворенного газа и сопутствующих компонентов, технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти (ТЭО КИН) Байтуганского месторождения на основе геологического и гидродинамического моделирования. ОАО «Гипровостокнефть», 2011.
3. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. М.: Недра, 2007. 486с.
4. Справочник (кадастр) физических свойств горных пород / Под ред. Н.В. Мельникова, В.В. Ржевского, М.М. Протогьяконова. М.: Недра, 1975. 279 с.
5. Правила охраны сооружений и природных объектов от вредного влияния подземных горных разработок на угольных месторождениях. СПб.: Изд.ВНИМИ, 1998. 291с.
6. Кузьмин Ю.О. Современная геодинамика и оценка геодинамического риска при недропользовании. М.: АЭН. 1999. 220с.
7. Инструкция по наблюдениям за сдвижением горных пород и земной поверхности при подземной разработке угольных и сланцевых месторождений. М.: Недра, 1989. 96 с.

8. Антонович К.М., Карпик А.П., Клепиков А.Н. Спутниковый мониторинг земной поверхности. Геодезия и картография. 2004. 1: 12-27.
9. Инструкция по производству маркшейдерских работ. Утверждена постановлением Госгортехнадзора России №73 06.06.2003г. Москва, 2003г.
10. Сидоров В.А., Кузьмин Ю.О., Хитров А.М. Концепция «Геодинамическая безопасность освоения углеводородного потенциала недр России». М.: Изд-во ИГиРГИ, 2000. 56 с.
11. Кравчук И.М. Особенности вычисления нормальных высот по результатам спутниковых измерений. Известия вузов. Геодезия и аэрофотосъемка. 2010. 4: 67-72.

*Поступила 21.10.2014*

*(Контактная информация:*

**Нестеренко Максим Юрьевич** – в.н.с., д.г.-м.н., заведующий лабораторией антропогенеза в водных системах и геодинамике отдела геоэкологии ОНЦ УрО РАН; адрес: Россия, 460014, г. Оренбург, а/я 59; Е-mail: [n\\_mu@mail.ru](mailto:n_mu@mail.ru);

**Цвяк Алексей Владимирович** – к.т.н., старший научный сотрудник отдела геоэкологии Оренбургского научного центра УрО РАН; адрес: 460014, г. Оренбург, ул. Набережная, 29; тел./факс 8 (9878) 508993, e-mail: [tsviak@rambler.ru](mailto:tsviak@rambler.ru))