

горизонта на нефтяных месторождениях Татарстана при сооружении скважин в «коридоре» до 5 м на Арбузовском ПХГ [3]. При бурении искривленного участка рекомендуется применять современную технологию геонавигации для проводки горизонтального ствола по пласту-коллектору толщиной несколько метров.

В целях уменьшения рисков сложность строения объекта предопределила внедрение стратегии создания ПХГ с выделением основных этапов развития газохранилища.

Первый этап развития – с активным объемом – 300 млн м<sup>3</sup> газа, при буферном объеме – 375 млн м<sup>3</sup>, заполнение достигнет за 3–4 года, потребная мощность КС – 6 МВт, число эксплуатационных скважин – 10 шт.

Второй этап – с активным объемом 460 млн м<sup>3</sup>, при буферном объеме 575 млн м<sup>3</sup>, заполнение осуществится в течение 7–8 лет, потребная мощность КС – 9,2 МВт, число эксплуатационных скважин – 16 шт.

Третий этап – 680 млн м<sup>3</sup> активного объема и 820 млн м<sup>3</sup> буферного объема, срок заполнения – 14 лет, потребная мощность КС – 13,4 МВт, необходимое число эксплуатационных скважин – 20 шт.

В заключение необходимо сказать, что в ходе проектирования ПХГ:

- обоснована конструкция эксплуатационных скважин, позволяющая обеспечить высокую суточную производительность и рассматривать будущее хранилище в качестве ПХГ пикового типа;
- разработана нетрадиционная схема размещения эксплуатационных скважин ПХГ, благодаря которой возможны создание ПХГ и обеспечение его стабильной циклической эксплуатации в условиях уникального геологического строения объекта хранения;
- разработана оптимальная система контроля за формированием искусственной газовой залежи, основанная на внедрении передовых инструментов и методов, включающих измерения цифровыми датчиками, передачу данных и компьютерные технологии их обработки, алгоритмы управления.

#### Список литературы

1. Левыкин Е.В. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах. – М.: Недра, 1973. – 208 с.
2. Пятахин А.В. Критический дебит разрушения породы в призабойной зоне горизонтальной скважины // Газовая промышленность. – 2009. – № 7. – С. 44–47.
3. Никонов В.А., Сыровкашин Д.В., Аюпов Р.Х. Опыт строительства горизонтальных скважин на нефтяных месторождениях Татарстана // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2010. – № 1.

УДК 622.691

## Обоснование и проектирование геодинамического полигона на Шатровском ПХГ

**Г.А. Ярыгин, О.В. Лукьянов, А.Р. Гизатуллин** (ЗАО «НПФ «ДИЭМ»), **Ю.О. Кузьмин** (Институт физики Земли РАН), **А.И. Никонов** (Институт проблем нефти и газа РАН), **А.Л. Тюрин** (ЗАО «НПЦ «ПромНедраЭксперт»)

*При эксплуатации ПХГ актуальным является вопрос о влиянии геодинамических процессов природного и природно-техногенного генезиса на деформации горных пород и земной поверхности. В работе даны методы анализа и продемонстрированы подходы к разработке горно-геологического обоснования и проектирования системы маркшейдерско-геодезических наблюдений (геодинамического полигона) на Шатровском ПХГ.*

Создание и функционирование геодинамических полигонов на месторождениях нефти и газа и ПХГ осуществляется в целях обеспечения промышленной безопасности [1] и предписывается нормативными документами Ростехнадзора.

Основным отличием ПХГ в водоносных пластах локальных платформенных поднятий от месторождений нефти и газа является то обстоятельство, что создание искусственной залежи в них по сравнению с геологическим временем формирования месторождений происходит мгновенно. Подобное отличие существует также и в видах техногенного воздействия на горные породы.

В отличие от разработки месторождений углеводородов (УВ) процесс эксплуатации ПХГ, связанный с постоянным отбором и закачкой газа в пласт, характеризуется циклическим (знакопеременным) деформационным воздействием на горные породы и гидродинамическую систему пласта, где цикл равен одному году. По типу деформационных нагрузок на горные породы пласта-коллектора и комплекс перекрывающих его пород, а также при тех же 50–70 годах

их эксплуатации, что и месторождений, подобное воздействие может приводить к деформациям усталостного характера горных пород и их разрушению.

В последние годы появились работы, в которых рассматриваются различные аспекты обеспечения геодинамической безопасности объектов нефтегазового комплекса (НГК): месторождений УВ с развитой инфраструктурой, магистральных нефтегазопроводов, объектов переработки и хранения углеводородного сырья. В этих исследованиях, которые носят мультидисциплинарный характер, активно участвуют геологи, геофизики, геомеханики, геодезисты, маркшейдеры, т.е. представители практически всего спектра специалистов в науках о Земле.

Однако следует признать, что к настоящему времени сложилась достаточно тревожная тенденция, когда при определении критериев геодинамической опасности нефтегазовых объектов имеют место весьма противоречивые подходы. Особо остро эта проблема обозначилась при идентификации геодинамической опасности по фактору аномальных де-

формационных процессов – обширных просадок земной поверхности территорий месторождений и современной активизации разломных зон.

Это приводит к тому, что при оценке негативных деформационных последствий длительной разработки месторождений УВ делаются выводы о возможности формирования многометровых просадок земной поверхности. Или, например, при строительстве магистральных трубопроводов, выявляя на стадии изысканий зоны активных разломов, всем обнаруженным нарушениям (разломам, разрывам, линейаментам и зонам повышенной трещиноватости) присваивается одинаковый (как правило, высокий) ранг опасности без каких-либо количественных оценок негативного воздействия на трубу.

Принципиальное отличие формирования негативных деформационных процессов в процессе эксплуатации ПХГ заключается в том, что вместо обширных просадок, характерных для месторождений УВ, возникают обширные знакопеременные деформации территории ПХГ. При этом весь спектр негативных последствий, возникающих при разработке таких месторождений, имеется и при эксплуатации ПХГ в водоносных пластах. Исключением являются только негативные монотонные изменения рельефа земной поверхности, которые не возникают при циклическом режиме эксплуатации ПХГ.

За малым исключением, повторные геодезические наблюдения на ПХГ практически отсутствуют, а те наблюдения, которые проводились, к сожалению, не были организованы в соответствии с имеющимися нормативными документами, а также регламентами проведения и анализа геодинамических наблюдений.

Так, например, на территории Чернопартизанского ПХГ (Украина) было проведено восемь циклов высокоточного нивелирования, которое показало, что:

- поверхность хранилища в пределах контура газоносности в период закачки приподнимается, а в процессе отбора опускается;
- максимальная амплитуда колебаний поверхности в течение одного цикла «отбор – закачка» составляет в среднем 20 мм.

В 33 % скважин отмечались межколонные и заколонные газопроявления различной интенсивности, которые обычно связываются с нарушением целостности цементного камня. Есть все основания полагать, что эти

факты обусловлены влиянием циклических изменений напряженно-деформированного состояния (НДС) горных пород [2].

В связи с этим продемонстрированы основные положения горно-геологического обоснования и проектирования системы маркшейдерско-геодезических наблюдений (геодинамического полигона) на Шатровском ПХГ.

В административном отношении Шатровская площадь расположена в Шатровском районе Курганской обл. В тектоническом отношении площадь приурочена к юго-западной (Приуральской) части Западно-Сибирской плиты и имеет четко выраженное двухъярусное строение. К верхнему ярусу относятся отложения платформенного чехла, представленные осадочными породами мезо-кайнозойского возраста, нижний ярус – фундамент, сложенный метаморфизованными, сложно дислоцированными палеозойскими образованиями. Шатровская площадь расположена во Внешнем (прибортовом) поясе, имеющем сокращенную толщину платформенного чехла и неполный разрез мезо-кайнозойских отложений. По нижнему структурному ярусу Шатровская площадь находится на восточной периферии Зауральского мегантиклинория в пределах Камышловского антиклинория и условно относится к Шатровскому валу. Поверхности фундамента сводовой части Шатровского поднятия соответствует резко выраженный выступ, имеющий амплитуду около 140 м. По кровле викуловской свиты нижнемеловых отложений поднятие (рис. 1) представляет собой асимметричную брахи-антиклинальную складку меридионального простирания с крутым восточным крылом, где угол падения пород составляет примерно 4–5°. Западное крыло и периклинальные окончания более пологие, углы падения пород не превышают 1–2°. Размеры поднятия по оконтуривающей изогипсе –560 м составляют 6,6 км на 2,4 км при амплитуде 46 м. В сводовой части Шатровской структуры (по кровле викуловской свиты) прослежена полоса прерывистых тектонических разрывов вдоль ее большой оси. Ширина полосы тектонических разрывов составляет примерно 100–300 м, амплитуда – от 5 до 10 м.

Вверх по разрезу структура выполаживается и по отражающему горизонту в палеогене оконтуривается изогипсой –50 м с амплитудой до 10 м.

Шатровское ПХГ создается в водоносной структуре. Объектом газохранилища являются терригенные водонасыщенные песчаные отложения викуловской свиты, состоящие из двух пластов (пласт I и пласт II), гидродинамически связанные между собой. Толщина I пласта изменяется от 3,5 до 7,0–10,0 м, II – от 5,0 до 8,1–11,7 м. Над I пластом-коллектором залегает глинистая пачка толщиной 4,5–8,0 м, неоднородная по своему составу, представленная опесчаненными глинистыми породами. Глинистая пачка толщиной 5,7–11,0 м, разделяющая I и II пласты-коллекторы, содержит невыдержанные по площади проницаемые прослои. Связь между пластами, вероятно, может происходить и по тектоническим нарушениям, амплитуда которых сопоставима с толщиной пластов [3]. Выше по разрезу залегают отложения ханты-мансийской свиты, представленные глинами морского происхождения и являющиеся покровной пласта-коллектора. Отмечаемые в толще ханты-мансийских глин тектонические нарушения имеют амплитуду незначительную по сравнению с толщиной покровы, поэтому прямой контакт пласта-коллектора с вышележащими водоносными горизонтами исключается.

Как известно, одной из форм проявления негативных геодинамических последствий, возникающих при длительной эксплуатации ПХГ, являются обширные, охватывающие всю территорию деформации земной поверхности, обусловленные снижением (увеличением) или циклическим изменением пластового давления. Поэтому проведение количественных оценок уровня возможных деформаций земной поверхности и определение их пространственных размеров является очень важной практической задачей для создания геодезической и гравиметрической сети наблюдений в проекте.

В качестве исходной расчетной схемы используется модель деформируемого пласта [4]. При этом вариации пластового давления являются базовыми входными параметрами модели. В качестве геометрических размеров моделируемого объекта использовалась совокупность двух пластов, расположенных друг над другом и имеющих следующие размеры: толщина первого пласта – 9 м, второго – 10 м; ширина обоих пластов – 2,4 км; длина обоих



пластов – 6,6 км; сжимаемость порового пространства:  $\beta_{\text{пор}} = 1,44 \cdot 10^{-3} \text{ 1/МПа}$ .

В связи с отсутствием реальных данных по вариациям давлений (эксплуатация ПХГ еще не начата), определяемых при повторных циклах отбора и закачки газа, расчет реальных вертикальных смещений земной поверхности с учетом веса вышележащих пород проводился только по данным проектных значений пластового давления закачки (9 МПа) и отбора (7 МПа), соответственно. Кроме того, осуществлено математическое моделирование пространственного распределения вертикальных смещений на земной поверхности в пределах горного отвода ПХГ.

На рис. 2 и 3 представлены результаты пространственного (3D) и «профильного» моделирования деформаций земной поверхности с учетом веса вышележащей толщи, обусловленных отбором и закачкой газа, соответственно, моделирование осуществлялось в целях определения конфигурации и размеров поверхности оседания в условиях, когда моделируемый пласт представляет собой (в плане) неправильную геометрическую фигуру. Для математического моделирования НДС подобных объектов использовался гибридный (численно-аналитический) подход. В его основе лежит принцип суммирования воздействий от набора элементарных конечных прямоугольных призматических включений, которым аппроксимируется моделируемый пласт. С учетом того, что в работе [4] получены аналитические выражения для смещений и деформаций поверхности от наличия в полупространстве объемного призматического включения – модельного аналога пласта, численная реализация осуществлялась на основе суперпозиции аналитических решений.

Полученное распределение вертикальных смещений земной поверхности использовалось также и для определения оптимальных длин нивелирных профилей, которые следует проектировать с учетом выхода за пределы аномальной деформации. Так, на рис. 2 в верхней части проведено сопоставление распределения смещений с линией одного из проектируемых профилей. Светлый контур на картине 3D-смещений означает уровень ошибок определения вертикальных смещений для нивелирования 2-го класса.

Именно поэтому крайние пункты, которые закрепляются на местности фундаментальными реперами, вынесены не только за пре-

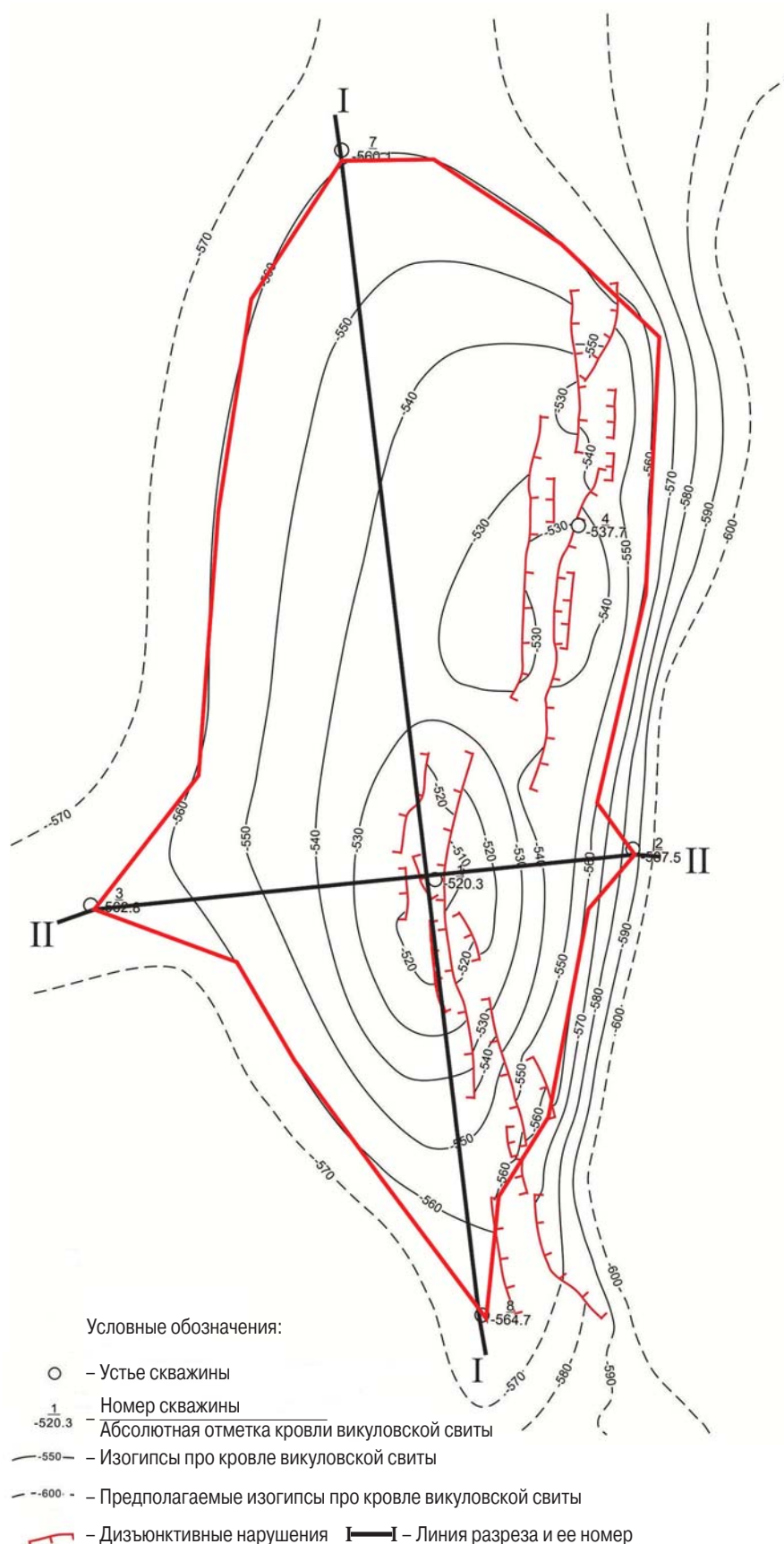
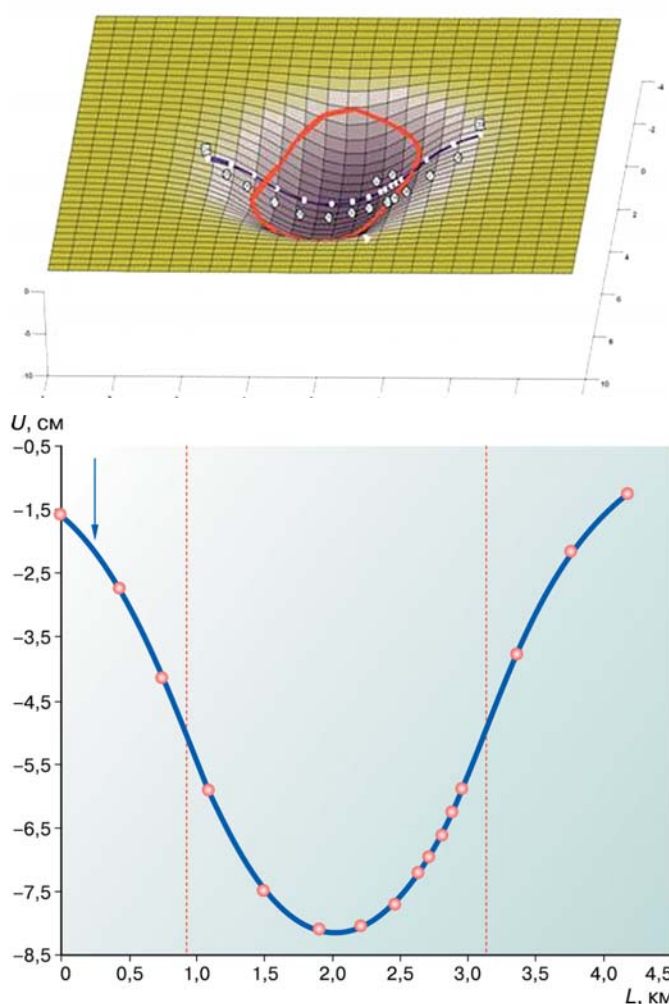
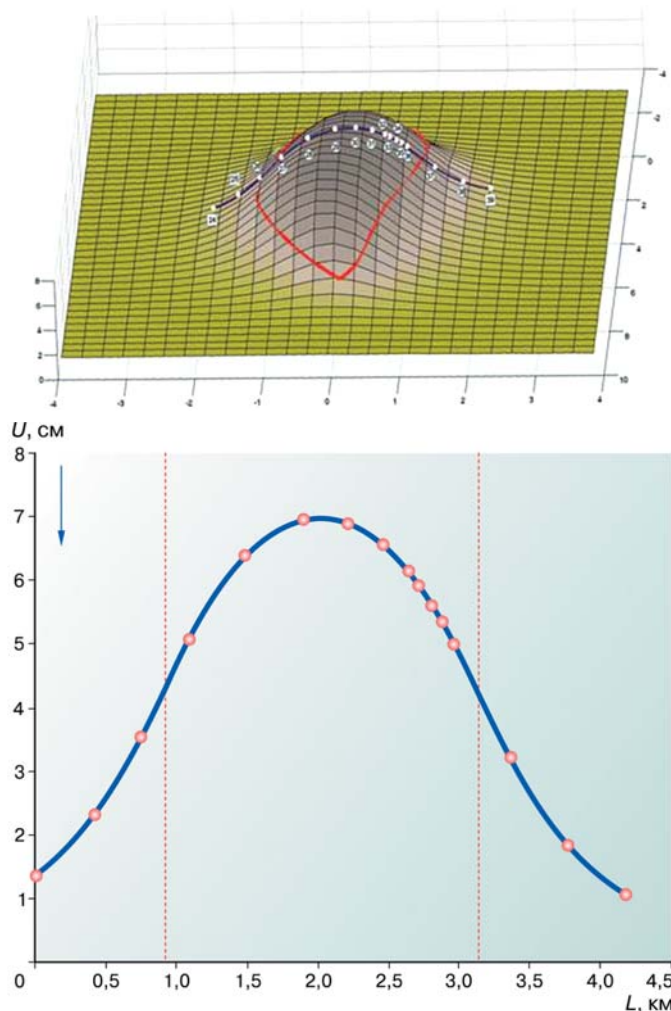


Рис. 1. Структурная карта, построенная по кровле викуловской свиты



**Рис. 2. Результаты моделирования деформаций земной поверхности, обусловленные отбором газа**



**Рис. 3. Результаты моделирования деформаций земной поверхности, обусловленные закачкой газа**

делы границ горного отвода, но и за пределы контура ошибок наблюдений. Подобный подход позволяет с наибольшей эффективностью оценивать деформационные процессы, обусловленные исключительно режимом эксплуатации ПХГ.

В нижней части рис. 2 приведен «профильный» вариант распределения вертикальных смещений земной поверхности, соответствующий именно проектируемой нивелирной линии. При этом вертикальные линии обозначают границы эксплуатируемого пласта. Из рисунка также видно, что максимальное оседание земной поверхности, обусловленное отбором газа, достигает 8,2 см. Этому смещению соответствует относительная деформация  $7 \cdot 10^{-5}$ .

На рис. 3 представлены аналогичные результаты, которые соответствуют распределению вертикальных смещений земной

поверхности в период закачки газа в хранилище. Из рисунка следует, что максимальное поднятие земной поверхности достигает величины 7 см. При этом относительные деформации достигают величин  $5,8 \cdot 10^{-5}$ .

Анализируя общий характер кривых вертикальных смещений, видно, что они существенно затухают на расстояниях, больших на 1–2 км, чем проекция границы пласта на земную поверхность. В этом случае проектируемые длины измерительных профилей должны отстоять от границы эксплуатируемого пласта на расстояние не менее 1–2 км.

Ожидаемые деформации земной поверхности в пределах территории Шатровского ПХГ могут достигать абсолютных величин смещений около 15,2 см за один цикл (отбор – закачка), а в относительных деформациях –  $1,3 \cdot 10^{-4}$ . Естественно, что подобный высокий уровень деформационных процессов необхо-

димо отслеживать путем создания системы наблюдений (геодинамического полигона).

При разработке проекта основными критериями для создания системы геодинамических наблюдений являлись:

- учет геологических и геоморфологических данных по объекту при закладке опорных пунктов;
- учет расположения основных зон разломов и геолого-геоморфологического строения территории исследуемого района Шатровского ПХГ;
- оптимальная геометрия проектируемой наблюдательной сети с позиции максимального охвата имеющейся инфраструктуры ПХГ при минимально возможных финансовых затратах;
- возможность совместного использования опорных пунктов для проведения наземных и спутниковых измерений.



Высокоточная нивелирная сеть (рис. 4) запроектирована в виде сплошной одноранговой высотной сети. Проектные местоположения пунктов геодезического полигона определялись с учетом структурных условий поднятия, в частности расположением сводов локальных поднятий, пространственного положения зон разломов и геоморфологических особенностей рельефа. Для выявления

обширных деформаций на территории Шатровского ПХГ наблюдательная сеть сконструирована в виде профильных линий, пересекающих лицензионный участок с юго-запада на северо-восток, с запада на восток и с юго-востока на северо-запад, где оптимальной геометрией измерительной сети являются нивелирные линии (профили), пересекающие под углами, близкими

к прямому, выделенные разломные зоны (зоны повышенной трещиноватости).

Наблюдательная сеть состоит из трех профильных линий. Общее число пунктов геодезического полигона, подлежащих закладке, составляет 39 штук: 35 грунтовых и 4 фундаментальных репера.

Фундаментальные реперы закладываются на концах профильных линий и имеют номера 1, 14, 24 и 39. Проведение высокоточных спутниковых определений горизонтальной составляющей вектора движения земной поверхности планируется проводить на пунктах геодезического полигона в местах их сгущения, приуроченных к разломным зонам. Это реперы № 1, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 14, 24, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 39 (всего 20 реперов). Измерения необходимо осуществлять 2 раза в год при отборе и закачке газа в пласт.

Опыт работ на геодезических полигонах, расположенных в нефтегазовых регионах, показал высокую эффективность совместных повторных геодезических и гравиметрических наблюдений, проводимых по совмещенным пунктам. Применение совмещенных измерений позволяет редуцировать получаемые значения вариаций силы тяжести в виде поправки за вертикальные перемещения гравиметра. Это позволяет проводить однозначную плотностную интерпретацию  $\delta\Delta g$ . Проведение гравиметрического мониторинга позволяет решать задачи по определению изменения плотностных характеристик горных пород во времени в зонах разломов и определению динамики границ газовой контактной зоны в процессе закачки и отбора газа в пласт-коллектор.

## Список литературы

1. Арутюнов А.Е., Жуков В.С., Кузьмин Ю.О., Никонов А.И. Производственный мониторинг подземных хранилищ газа с целью обеспечения их геодезической безопасности // В кн. «Геодезия в решении экологических проблем развития нефтегазового комплекса». Т. 2. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – С. 54–63.
2. Мазницкий А.С., Олексюк В.И., Савкин Б.П. Влияние техногенных факторов при эксплуатации ПХГ на герметичность скважин: докл. на Международной конференции по подземному хранению газа. Секция В. Ч. 1. – М.: 1995. – С. 33–38.
3. Никонов А.И. Роль геодезических процессов в формировании анизотропии физических свойств пород локальных поднятий // Геология, геофизика и разведка нефтяных и газовых месторождений, № 12. – М.: ВНИИОЭНГ, 2006. – С. 23–33.
4. Кузьмин Ю.О. Современная геодезия и оценка геодезического риска при недропользовании. – М.: АЭН, 1999. – 220 с.



Условные обозначения:

- Нивелирный профиль с расположением на нем совмещенных пунктов геодезических и гравиметрических наблюдений
- Контур горного отвода
- Фундаментальный геодезический репер
- Грунтовой геодезический репер

Рис. 4. Схема геодезического полигона территории Шатровского ПХГ