

УДК 622.279
DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art26

ОСОБЕННОСТИ ПРОЯВЛЕНИЯ ТЕХНОГЕННЫХ ДЕФОРМАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ СОЗДАНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПХГ

Тупысев М.К.
Институт проблем нефти и газа РАН
E-mail: tupysev@mail.ru

Аннотация. Показано отличие техногенных деформационных процессов при создании и эксплуатации ПХГ в водонасыщенных пластах от таковых при разработке газового месторождения. При создании ПХГ в результате повышения пластового давления на заполняемые газом пласты и покрывку залежи действуют преимущественно растягивающие нагрузки. При отборе газа из ПХГ по мере снижения пластового давления работают сжимающие нагрузки. В процессе эксплуатации ПХГ вследствие действия циклических знакопеременных нагрузок происходит нарушение цементного материала горных пород пластов-коллекторов, растрескивание тампонирующего материала обсадных колонн эксплуатационных скважин, снижается их надежность.

Ключевые слова: подземное хранилище газа, деформационные процессы, надежность эксплуатационных скважин.

FEATURES OF TECHNOGENIC DEFORMATION PROCESSES DETECTION DURING DEVELOPMENT AND OPERATIONS OF UNDERGROUND GAS STORAGE

Tupysev M.K.
Oil and Gas Research Institute RAS
E-mail: tupysev@mail.ru

Abstract. The characteristics of technogenic deformation processes growth during development and operations of underground gas storages comparing to gas field development are shown. The underground gas storage development starts with gas injection. As a result of reservoir pressure increase, mainly tensile loads appear in a gas field that effect on filled with gas formations and reservoir cap. During the gas extraction from underground gas storage and as the reservoir pressure decrease, the compressive loads act. Presence of cyclic alternating pressures during underground gas storage operations leads to the violation of reservoir cement material, well column cracking and its reliability decrease.

Keywords: underground gas storage, deformation processes, production well reliability.

Формирование газовых месторождений происходит преимущественно в результате скопления газа в коллекторах, первоначально насыщенных водой. Разность удельного веса газа и воды вызывает всплывание пузырьков газа до флюидоупора (покрышки формирующейся залежи). Если в коллекторах формирующейся газовой залежи, например в антиклинальной структуре, было некое начальное пластовое давление (допустим, гидростатическое), то по мере замены воды на газ это давление повышается на величину [1]:

$$\Delta P = (\gamma_v - \gamma_g) h_g, \quad (1)$$

где γ_v , γ_g – удельный вес соответственно воды и газа в пластовых условиях, h_g – этаж газоносности сформированной газовой залежи.

В.П. Савченко назвал это повышение давления при формировании залежи «давлением всплывания» [2]. Под действием этого давления происходит нарушение существующего равновесия между горным давлением и пластовым, по мере формирования газовой залежи на покрышку залежи начинает действовать возрастающее давление, на горные породы покрышки действуют растягивающие силы, в результате чего, в случае если прочностные свойства горных пород покрышки недостаточны, в них образуются трещины и газ фильтруется в вышележащие пласты – происходит расформирование газовой залежи.

Следует отметить, что процессы формирования и возможного расформирования газовых залежей происходят на протяжении многих тысяч лет. При открытии и разработке газовой залежи мы имеем уже сформированную систему с устоявшимся равновесием между горным давлением и пластовым давлением флюидов, насыщающих пласты залежи.

При разработке залежи указанное равновесие снова нарушается, но уже за очень короткое время (по сравнению со временем формирования залежи). В результате снижения пластового давления начинает увеличиваться эффективное напряжение (разность между горным и пластовым давлениями), под его действием сжимаются дренируемые пласты, уменьшается расстояние между кровлей залежи и ее подошвой, часто – газовой контактом (ГВК), опускается земная поверхность над разрабатываемой залежью [3]. Величина осадки земной поверхности может быть оценена по формуле (в плоской постановке задачи):

$$\Delta H = \sum (m \cdot \beta_{nop} \cdot \Delta P \cdot h), \quad (2)$$

где ΔH – величина осадки земной поверхности; m , $\beta_{\text{пор}}$, ΔP , h – соответственно пористость, сжимаемость пор, изменение пластового давления и толщина отдельного продуктивного пласта рассматриваемого месторождения (залежи).

Для реализации такой оценки на керновом материале из пластов залежи проводят моделирование процесса разработки: керн насыщают пластовым флюидом, создают термобарические условия залежи и по мере снижения пластового давления (путем отбора пластового флюида) определяют изменение параметров керна и вычисляют искомый параметр – сжимаемость пор [4]. Остальные величины, входящие в формулу (2), определяются по результатам бурения скважин и их исследования.

Рассмотрим теперь процесс формирования подземного хранилища газа (ПХГ). С точки зрения геодинамики предпочтительнее создавать ПХГ в истощенных нефтегазовых месторождениях, поскольку сохранившиеся месторождения гарантируют наличие надежной покрышки залежи, проверенной всем сроком формирования и существования месторождений. Однако в случае удаленности крупных потребителей природного газа от таких открытых месторождений ПХГ создают, преимущественно, в антиклинальных структурах в водоносных пластах-коллекторах (песчаниках) при наличии в кровле флюидоупора – покрышки создаваемой искусственной газовой залежи.

По мере повышения пластового давления при закачке природного газа в открытую водоносную структуру и создания ПХГ проявляется давление всплывания, как и при формировании газовой залежи; однако процесс формирования ПХГ занимает значительно меньше времени, его можно сравнить со взрывом для окружающих горных пород. В результате повышения пластового давления в первоначально водонасыщенных пластах-коллекторах и нарушения геодинамического равновесия происходит утолщение пластов-коллекторов, заполняемых газом, поднятие покрышки структуры, а вслед за ней – и земной поверхности над формируемым ПХГ.

Для оценки величин растяжения горных пород коллекторов (возможного поднятия земной поверхности) могут быть проведены исследования на керновом материале, однако в данном случае при моделировании пластовых условий необходимо производить закачку газа в поровое пространство керна, а не отбор, как при моделировании процесса разработки газового месторождения. В результате таких исследований мы можем определить коэффициент растяжения горных пород коллекторов ($\beta_{\text{р.п.}}$), который принимается равным

$$\beta_{\text{р.г.п.}} = \Delta L / \Delta P \cdot L, \quad (3)$$

где ΔL – удлинение образца кернового материала длиной L при повышении давления в его поровом пространстве на ΔP .

Тогда возможное растяжение всей толщи газовой залежи (ΔH) в ПХГ (поднятие земной поверхности над ПХГ) при закачке газа можно оценить по формуле:

$$\Delta H = \beta_{\text{р.г.п.}} \cdot \Delta P \cdot H, \quad (4)$$

где ΔP – среднее повышение давления в ПХГ в процессе закачки газа, H – толщина пластов-коллекторов в ПХГ, занятых газом.

Первые замеры изменения высотного положения поверхности земли над ПХГ были проведены еще в 80-е годы на Щелковском газохранилище [5]. Следует отметить, что данные исследования были организованы уже на действующем ПХГ, результаты замеров изменения высотного положения земной поверхности были вполне справедливо отнесены к изменениям толщины коллекторов, занятых газом в хранилище, и использованы для определения их фильтрационно-емкостных параметров. Кроме того, эти исследования, как указывают авторы [6], проводились после подтвержденного эффекта оседания земной поверхности в результате разработки месторождений углеводородов.

В результате замеров было определено, что при изменении в хранилище пластового давления на 2 МПа происходит опускание (в конце цикла отбора газа) или поднятие (в конце цикла закачки газа) поверхности земли (в точке нахождения репера над ПХГ) на 7 мм. Причем амплитуды опускания и поднятия поверхности земли одинаковы, поскольку ПХГ работало в стабильном режиме: количество закачиваемого газа в хранилище соответствовало количеству отбираемого газа. Поэтому можно предположить, что коэффициент растяжения горных пород коллекторов ПХГ ($\beta_{\text{р.г.п.}}$) на режиме закачки газа равен коэффициенту их сжатия ($\beta_{\text{сж.г.п.}}$) на режиме отбора газа.

При создании ПХГ в водоносных коллекторах первоначально проводятся пробные закачки газа, объемы которого меньше предполагаемых объемов хранения газа. В процессе таких пробных закачек газа ведутся наблюдения за герметичностью покрышки геологической структуры, выбранной для хранения природного газа. Известны исследования, в результате которых получены величины максимальных давлений, которые могут быть достигнуты в ПХГ без нарушения целостности покрышки, в зависимости от состава их горных пород [7]. Имеются способы [8] и правила контроля за созданием и эксплуатацией ПХГ [9].

После того как объем закачиваемого в ПХГ газа достигнет проектной величины, последующую его эксплуатацию ведут с некоторой постоянной величиной объема закачиваемого и отбираемого газа, при этом в ПХГ всегда остается некоторый объем буферного газа после каждого цикла отбора газа. Таким образом, в результате создания ПХГ в него закачивается газа больше, чем в последующем отбирается и снова закачивается. В конце каждого цикла отбора газа давление в хранилище выше первоначального давления в водоносных пластах на момент создания ПХГ, а амплитуда поднятия земной поверхности над ПХГ относительно первоначального уровня больше амплитуды ее опускания после каждого цикла отбора газа.

После выхода ПХГ на максимальные объемы хранения газа также достигаются максимальные растягивающие нагрузки, действующие на коллекторы, заполненные газом, а также на покрышку геологической структуры. Известно, что горные породы, как и тампонажный материал (цементный камень) обсадных колонн скважин, не выдерживают значительных растягивающих и изгибающих нагрузок. Поэтому важны оценочные расчеты величин деформации горных пород коллекторов (осадки–поднятия земной поверхности) ПХГ с последующим переходом на определение указанных нагрузок, являющихся главной причиной разгерметизации как покрышки залежи (особенно при наличии разломных нарушений), так и эксплуатационных скважин. Процесс разгерметизации может иметь прогрессирующий характер из-за действия знакопеременных нагрузок в результате циклической работы ПХГ. Дополнительной причиной разгерметизации скважин являются их конструктивные особенности: обсадные эксплуатационные колонны опускаются в ствол сооружаемых скважин с опорой на забой, в результате изменения высотного положения земной поверхности в каждом цикле эксплуатации ПХГ меняется расстояние от устья до забоя скважины. Таким образом, обсадные эксплуатационные колонны испытывают растягивающие и сжимающие нагрузки, что ведет к растрескиванию их тампонажного материала, разгерметизации межколонных и заколонных пространств.

В последние годы на ПХГ создаются геодинамические полигоны [10–13], представляющие собой сеть нивелирных ходов с охватом всей площади контролируемых залежей (обычно вдоль и вкрест простирания структуры). Периодическое (после циклов закачки газа и его отбора) высокоточное нивелирование по изменению высотных отметок реперов нивелирных ходов позволяет оценивать количественную и площадную динамику

развития деформационных процессов на площади ПХГ, а также фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

Выводы

1. Формирование ПХГ происходит за значительно меньший период, чем формирование газового месторождения, поэтому динамика развития нагрузок, действующих на горные породы коллекторов, интенсивнее.

2. Замер или определение величин поднятия (опускания) земной поверхности над ПХГ позволяет определять коэффициенты растяжения (сжатия) горных пород коллекторов.

3. Причиной разгерметизации ПХГ (скважин) являются знакопеременные растягивающие и сжимающие нагрузки, действующие как на обсадные колонны скважин, так и на крышку залежи в процессе циклической эксплуатации хранилища.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование новых экологически чистых технологий разработки месторождений углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерных экспериментов», № АААА-А16-116022510270-1).

ЛИТЕРАТУРА

1. Тупысев М.К., Черномырдин А.В., Сологуб Р.А. Динамика эффективных напряжений по толщине залежей углеводородного сырья // НТС «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений на суше и на шельфе». 1999. Вып. 11. С. 3–6.

2. Савченко В.П. Формирование, разведка и разработка месторождений газа и нефти. М.: Недра, 1977. 414 с.

3. Тупысев М.К. Оптимизация разработки месторождений углеводородов с учетом техногенных деформационных процессов // Нефтепромысловое дело. 2018. № 11. С. 14–17.

4. Кузьмин Ю.О., Жуков В.С. Современная геодинамика и вариации физических свойств горных пород. М.: Недра, 2004. 262 с.

5. Умрихин И.Д., Днепровская Н.И., Ентов В.М., Куренков О.В., Бузинов С.Н., Малахова Т.А., Либерман Г.И. Определение параметров пласта по данным наблюдения за смещением поверхности земли // Нефт. хоз-во. 1981. № 10. С. 29–32.

6. Терновой Ю.В., Белов К.А. Оседание поверхности на Северо-Ставропольско-Пелагиадинском газовом месторождении // Газовое дело. 1965. № 9. С. 7–12.

7. Исаева Н.А., Михайловский А.А. Исследование максимального допустимого давления нагнетания газа в пласты-коллекторы // Газовая пром-сть. 2011. № 4. С. 55–57.

8. Тупысев М.К., Савченко В.В., Жиденко Г.Г. SU 1640377 A1. Способ контроля за разработкой газовой залежи. № 89 4687245; Заявл. 28.04.1989; Оpubл. 07.04.1991 // Изобретения. Полезные модели. 1991. Бюл. № 13. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>.

9. ГОСТ Р 53239-2008. Хранилища природных газов подземные. Правила мониторинга при создании и эксплуатации. Приказ от 25 декабря 2008 года № 776-ст. Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии.

10. Арутюнов А.Е., Жуков В.С., Кузьмин Ю.О., Никонов А.И. Производственный мониторинг подземных хранилищ газа с целью обеспечения их геодинамической безопасности // Геодинамика в решении экологических проблем развития нефтегазового комплекса. М., 2004. Т. 2. С. 54–63.

11. Кузьмин Ю.О., Никонов А.И. Геодинамический мониторинг объектов нефтегазового комплекса // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности / Под ред. А.Н. Дмитриевского. М., 2002. Вып. 2. С. 427–433.

12. Ярыгин Г.А., Лукьянов О.В., Гизатуллин А.Р., Кузьмин Ю.О., Никонов А.И., Тюрин А.Л. Обоснование и проектирование геодинамического полигона на Шатровском ПХГ // Газовая пром-сть. 2012. Спецвыпуск № 684. С. 66–70.

13. Арутюнов А.Е., Грунин А.Г., Зубарев А.П., Кузьмин Ю.О., Никонов А.И., Осипов А.А. Горно-геологическое обоснование и проектирование геодинамических полигонов на подземных хранилищах газа (на примере Касимовского ПХГ) // Маркшейдер. вестн. 2012. № 4. С. 45–51.