

ОСОБЕННОСТИ ПЕРЕВОДА СКВАЖИН НА ИСТОЩЕННЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ГАЗА

Д. А. Аксенов

Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого», Республика Беларусь

Научный руководитель А. С. Асадчев

В результате длительной эксплуатации нефтяных месторождений доля извлекаемых запасов в них неминуемо снижается, а затраты по добыче нефти увеличиваются, вплоть до достижения значения нерентабельности. Одним из методов решения вопроса эксплуатации нерентабельных нефтяных месторождений может стать перевод их в разряд подземных хранилищ газа (ПХГ).

Подземное хранилище газа – это комплекс инженерно-технических сооружений: в пластах-коллекторах геологических структур, горных выработках, а также в выработках-емкостях, предназначенных для закачки, хранения и последующего отбора газа, который включает участок недр, ограниченный горным отводом, фонд скважин различного назначения, системы сбора и подготовки газа, компрессорного цеха [1].

Основной активный объем ПХГ в мире [2] находится в истощенных месторождениях нефти и газа – 81,6 %; на втором месте находятся водоносные горизонты – 14,5 %; на третьем месте – соляные каверны – 3,9 %, и совсем незначительную долю (0,02 %) занимают выработанные шахты (рис. 1).

Для сооружения ПХГ будут использоваться уже эксплуатировавшиеся нефтяные скважины, выведенные из действующего фонда истощенного месторождения.

В связи с этим необходимо изучить техническое состояние скважин истощенного месторождения с целью оценки возможности их использования в качестве ПХГ.

Изучение технического состояния осуществляется методами радиометрии, термометрии, акустической цементометрии.



Рис. 1. Распределение ПХГ по типам активных объемов

При контроле технического состояния скважины производятся и решаются следующие задачи:

- определение качества цементирования и состояния цементного камня во времени;
- установление местоположения муфтовых соединений колонны, участков перфорации, толщины и внутреннего диаметра обсадных колонн;
- выявление дефектов в обсадных и насосно-компрессорных трубах (отверстия, трещины, вмятины);
- определение мест притока или поглощения и интервалов затрубной циркуляции жидкости;
- контроль за установкой глубинного оборудования.

Методы контроля технического состояния нефтяных скважин подразделяются на следующие группы [3]:

- 1) методы определения геометрии ствола (инклинометрия, профилометрия, карвернометрия);
- 2) акустические методы изучения преломленных (АКЦ, ВАК), либо отраженных (САТ) ультразвуковых волн;
- 3) пассивная акустика (шумометрия);
- 4) электромагнитные методы (ЛМ, ЭМДС);
- 5) радиоактивные методы (гамма-гамма толщинометрия, гамма-гамма цементометрия);
- 6) другие методы.

При выборе возможных скважин для перевода их эксплуатации в качестве ПХГ необходимо опираться на отличительные особенности выбора истощенного месторождения для последующей эксплуатации ПХГ[4]:

- глубина залегания пласта-коллектора – до 2000 м, в отдельных случаях возможно создание хранилищ на глубине до 4000 м;
- начальные коэффициенты аномальности пластовых давлений – от 0,2 до 1,2;

- коэффициент аномальности максимальных давлений в хранилищах следует определять в зависимости от геологических условий структуры ПХГ;
 - пластовые температуры в объектах хранения и по стволу скважин обычно составляют 8–35 °С и в отдельных случаях могут достигать 80–90 °С;
 - устьевые температуры при отборе и закачке газа колеблются в пределах 4–75 °С;
 - дебиты скважин изменяются от 20 до 1500 тыс. м³/сут.;
 - устьевые давления при отборе и закачке газа колеблются в пределах от 1,5–2,0 до 18,0 МПа;
 - строительство скважин проводится в различных геологических условиях, в том числе при наличии в разрезе зон с осложнениями (поглощениями, газопроявлениями, коррозионно-опасными зонами и др.) и питьевых водоносных горизонтов;
 - терригенные пласты-коллекторы склонны к разрушению даже при незначительных депрессиях;
 - конструкция скважин должна обеспечивать пакерную схему эксплуатации;
 - современное состояние методов борьбы с гидратообразованием, солеобразованием, разрушением пласта и фильтра, износом НКТ и устьевого оборудования определяет необходимость периодического проведения капитальных ремонтов скважин.
- Особые, отличные от стандартных, повышенные требования к скважинам, подлежащим использованию в качестве ПХГ, вызваны необходимостью:
- обеспечения долговременной службы скважины в связи с продолжительной эксплуатацией ПХГ;
 - принятия дополнительных мер безопасности по предупреждению неконтролируемого выхода газа из скважин на дневную поверхность, загрязнения подземных источников водоснабжения и воздушного бассейна в связи с расположением объектов ПХГ обычно вблизи крупных городов и густонаселенных районов;
 - учета многократных и значительных изменений давления и температуры в стволе и призабойной зоне скважин в зависимости от режимов эксплуатации, сезонного чередования закачки и отбора газа, а также изменения технологических параметров работы скважины;
 - обеспечение сохранения естественной проницаемости пород в призабойной зоне скважин при вскрытии пласта, освоении скважин в условиях изменений (резких) пластового давления в течение годового цикла работы ПХГ.

Литература

1. История организации подземного хранения газа в СССР – России / Р. О. Самсонов [и др.] // Георесурсы. – 2010. – № 4 (36). – С. 2–8.
2. Брагинский, О. Б. Нефтегазовый комплекс мира / О. Б. Брагинский. – М. : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2006.
3. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа / О. М. Ермилов [и др.]. – М. : Наука, 1996. – 541 с.
4. Меркулов, В. П. Геофизические исследования скважин / В. П. Меркулов. – Т. : Изд-во ТПУ, 2008. – 139 с.