

Секция II

**ПРОБЛЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ
НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ, РАЗВИТИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ
НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ
ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
УГЛЕВОДОРОДОВ**

УДК 622.276.05

Аксенов Д.А., Асадчев А.С.
(Гомельский государственный технический университет
имени П.О.Сухого)

**ОСОБЕННОСТИ ПЕРЕВОДА СКВАЖИН
НА ИСТОЩЕННЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
В ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ГАЗА**

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-ёмкостях, 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 объём ПХГ в мире [2] находится в истощённых месторождениях нефти и газа 81,6%, на втором месте находятся водоносные горизонты 14,5%, на третьем месте – соляные каверны 3,9%, и, вообще, незначительную долю (0,02%) занимают выработанные шахты (Рис. 1.).

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

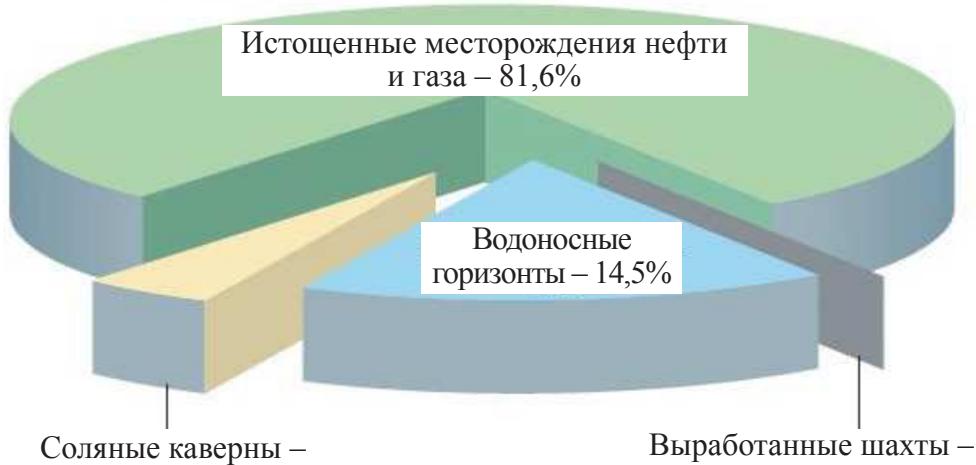


Рисунок 1 – Глобальное распределение ПХГ по типам активных объёмов

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

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

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, кавернометрия);
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°C и в отдельных случаях могут достигать 80–90°C;
- устьевые температуры при отборе и закачке газа колеблются в пределах 4–75°C;
- 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 пласти-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 долголетней 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. Самсонов Р. О., Бузинов С. Н., Рубан Г. Н., Джадаров К. И. История организации подземного хранения газа в СССР – России. Георесурсы 4 (36) 2010, С. 2-8.
2. Брагинский О. Б. Нефтегазовый комплекс мира. — М.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2006.
3. Ермилов О.М., Ремизов В.В., Ширковский А.И., Чугунов Л.С. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. — М.: Наука, 1996, 541 с.
4. Меркулов В.П. Геофизические исследования скважин. – Т.: Издательство ТПУ, 2008, 139 с.

УДК: 622.276.4

**Антусёва А.В., Господарёв Д.А.,
Ткачёв Д.В., Лымарь И.В.**
(РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»)

СОСТАВЫ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НЕФТИЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

В настоящее время большинство крупнейших в мире разрабатываемых месторождений, в частности в Республике Беларусь, выходят на поздние стадии производства, а их остаточным запасам присущи сложные условия нефтезалегания. В частности, большинство нефтеносных залежей Беларуси приурочено к карбонатным коллекторам, которые характеризуются сложным строением пустотного пространства, включающего систему пор, каверн и трещин. Высокоэффективным способом вовлечения в эксплуатацию таких объектов с дополнительной добычей