Пластовый газ является сырьем для нефтехимической промышленности и источником энергии. Поэтому важен вопрос о компонентоотдаче и использовании запасов пластовой энергии.

Компонентоотдача газового, газоконденсатного или нефтяного месторождения характеризуется коэффициентом компонентоотдачи.

Коэффициентом объемной компонентоотдачи называется отношение объема извлеченного из пласта компонента  к его геологическим запасам . Различают конечный (в конце периода эксплуатации) и текущий (в некоторый момент эксплуатации) коэффициенты компонентоотдачи. Часто эти коэффициенты выражаются в процентах.

, (14.1)

где  — оставшиеся запасы.

Коэффициенты газо- и конденсатоотдачи выражаются следующим образом:

, (14.2)

. (14.3)

Практика разработки отечественных и зарубежных месторождений показывает, что коэффициент газоотдачи во многих случаях достигает 85 – 95 %, в то время как коэффициент конденсатоотдачи изменяется от 30 до 75 %.

Основными физическими факторами, влияющими на коэффициент газоотдачи являются:

* режим эксплуатации месторождения;
* средневзвешенное по объему порового пространства пласта конечное давление в залежи;
* площадная и по разрезу пласта неоднородность литологического состава и фациальная изменчивость пород пласта;
* тип месторождения (пластовое, массивное);
* темп отбора газа.

При разработке месторождений, приуроченных к относительно однородным по коллекторским свойствам пластам в общем случае объем остаточного газа в пласте в конце периода разработки можно выразить следующим равенством:

, (14.4)

где  и  — начальный и конечный газонасыщенные объемы порового пространства пласта, м3; индексы «н», «к», «в» относятся к начальным, конечным и обводненным объемам;  — коэффициент остаточной объемной газонасыщенности обводненной (т.е. ) зоны, доли единицы;— средневзвешенное по площади, приведенное (деленное на коэффициент сверхсжимаемости) и безразмерное (отнесенное к атмосферному давлению) давление.

С учетом (14.4) коэффициент газоотдачи запишется в виде:

, (14.5)

Исследуем зависимость коэффициента газоотдачи от различных геологических, эксплуатационных и физических факторов.

Коэффициент газоотдачи при газовом режиме эксплуатации (, , )

. (14.6)

Коэффициент газоотдачи при жестком водонапорном режиме эксплуатации (; ,)

. (14.7)

Здесь: для песков ;

для долмитов .

Если , то: ; .

Коэффициент газоотдачи при упруговодонапорном режиме эксплуатации (; ,)

, (14.8)

где , литологии пласта);  — годовой отбор газа из месторождения.

Если , то:

для несцементированных песков ; (14.9)

для песчаников . (14.10)

При разработке залежей, приуроченных к резко неоднородным по коллекторским свойствам пластам, пользоваться для определения коэффициента конечной газоотдачи формулой (14.5) нельзя даже при проявлении газового режима.

На коэффициенты газоотдачи, кроме рассмотренных, влияют и другие факторы:

* охват залежи вытеснением;
* размещение скважин на структуре и площади газоносности;
* глубина спуска колонны насосно-компрессорных труб.

Коэффициент газоотдачи больше у пород с большей пористостью и газонасыщенностью и меньшей проницаемостью:

, (14.11)

где  — коэффициент газонасыщенности;  — коэффициент эффективной пористости. Влиянием коэффициента проницаемости на газоотдачу можно пренебречь.

Коэффициент газоотдачи практически не зависит от вязкости газа и воды и поверхностного натяжения на границе фаз (при различных температурах), а также от давления вытеснения и скорости вытеснения газа водой. На этот коэффициент в основном влияют капиллярные процессы, происходящие при вытеснении газа водой, а также коллекторские свойства продуктивных горизонтов. Чем больше макро- и микронеоднородность пласта, тем меньше коэффициент газоотдачи.

Со снижением пластового давления в обводненной зоне пласта увеличивается коэффициент остаточной газонасыщенности, что приводит к уменьшению фазовой проницаемости для воды. Стабилизация коэффициентов остаточной газонасыщенности и фазовой проницаемости для воды происходит практически одновременно. После достижения критической газонасыщенности «защемленный» газ обретает подвижность и выходит в газонасыщенную часть залежи, что может существенно увеличить ее газоотдачу.

При разработке газовых и газоконденсатных залежей, приуроченных к однородным по коллекторским свойствам пластам, в целях увеличения конечной газоотдачи рекомендуется увеличивать темп отбора газа из них. В этом случае вода не успевает поступать а газовую залежь, в связи с чем резко сокращается количество «защемленного» ею газа.

В случае разработки неоднородных по коллекторским свойствам залежей их форсированная разработка может привести к избирательному обводнению, значительно снижающему газоотдачу месторождения в целом.

Существенно может снизить газоотдачу месторождений проведение капитальных и подземных ремонтов на заключительной стадии разработки залежи. В этот период эксплуатации глушение скважин глинистым раствором или другими задавочными жидкостями приводит к тому, что в большинстве случаев производительность их резко падает, а иногда скважины после ремонтных работ вообще не удается освоить.

Основными физическими параметрами, влияющими на коэффициент конденсатоотдачи, являются:

* метод разработки месторождения (с поддержанием или без поддержания пластового давления);
* потенциальное содержание конденсата (С5+) в газе;
* удельная поверхность пористой среды;
* групповой состав и физические свойства конденсата (молекулярная масса и плотность);
* начальное давление и температура.

Наиболее высокий коэффициент конденсатоотдачи достигается при поддержании начального пластового давления в процессе отбора пластового газа. В этом случае он может достигать 85 % при поддержании давления с помощью газообразного рабочего агента и 75 % — при поддержании давления при закачке воды в залежь.

Коэффициент конденсатоотдачи несцементированного песка или песчаника при вытеснении жидкого углеводородного конденсата водой при постоянном давлении можно рассчитать по уравнению

, (14.12)

где  — начальная конденсатонасыщенность пористой среды, доли единицы.

Коэффициент конденсатоотдачи при разработке газоконденсатной залежи без поддержания пластового давления при газовом режиме эксплуатации пласта () можно определить по различным корреляционным зависимостям, полученным на основе обработки лабораторных экспериментальных данных.

**10.2 Методы увеличения компонентоотдачи газоконденсатных месторождений**

При газовом режиме эксплуатации месторождения, т. е. при постоянном газонасыщенном объеме перового пространства пласта, коэффициент газоотдачи газовых месторождений можно увеличить, как это следует из анализа уравнения (14.6), путем уменьшения средневзвешенного по газонасыщенному объему перового пространства давления в залежи . При этом существенно уменьшается и коэффициент динамической вязкости газа.

Особенно высоким коэффициент газоотдачи будет в случае применения винтовых компрессоров в процессе разработки месторождения при давлении ниже атмосферного.

При упруговодонапорном режиме эксплуатации газового месторождения, как это следует из анализа уравнения (5.5), коэффициент газоотдачи можно увеличить путем уменьшения:

* давления в газонасыщенной и обводненной ‾зонах пласта;
* объема обводненной зоны ();
* объемной газонасыщенности обводненной зоны;
* регулирования отборов газа по площади и разрезу для равномерного стягивания контурной или подъема подошвенной воды в газовую залежь.

В некоторых случаях снижению давления в газонасыщенной и обводненной зонах будет способствовать периодическая с высоким темпом отбора газа эксплуатация месторождений в конечный период, снижение давления в обводненной зоне будет способствовать при , как это следует из уравнения (14.9), увеличению объемной газонасыщенности обводненной зоны α, увеличению фазовой проницаемости для газовой фазы и выходу газа из обводненной зоны () в газонасыщенную часть пласта .

Конденсатоотдача будет наиболее высокой в том случае, если в пласте не происходит явление обратной конденсации углеводородной жидкости. Этого можно достичь путем закачки в пласт рабочего агента для поддержания начального пластового давления. При таких условиях жирный пластовый газ вытесняется к забоям эксплуатационных скважин газообразным или жидким рабочим агентом практически без расширения, увеличения объема. При разработке газоконденсатных залежей с большим этажом газоносности и содержанием конденсата (С5+) и других ценных компонентов (сероводорода, гелия) в газе поддержание давления может производиться одновременно двумя рабочими агентами: а) сухим газом; б) водой. Сухой газ закачивается в сводовую часть залежи, вода — под поверхность начального газоводяного контакта.

При разработке газоконденсатной залежи без поддержания пластового давления в условиях газового режима (), при образовании жидкой фазы в пласте коэффициент конденсатоотдачи можно увеличить различными методами воздействия на пласт и пластовый флюид:

* прямым испарением жидкости в массу закачиваемого в пласт газообразного рабочего агента;
* вытеснением жидкого углеводородного конденсата водой;
* уменьшением коэффициента динамической вязкости углеводородного конденсата путем увеличения температуры.

В качестве газообразных рабочих агентов для закачки в пласт с целью испарения находящегося в его поровом пространстве неподвижного конденсата используются:

* сухой газ, т.е. часть пластового газа (метан, этан, следы пропана и бутана), оставшегося после отделения от него в промысловых аппаратах конденсирующихся углеводородов;
* сухой газ, обогащенный определенным количеством промежуточных компонентов (т.е. пропаном и бутаном) с целью увеличения растворяющей способности рабочего агента;
* углекислый газ