

лаждают и подают в сепаратор высокого давления. Выделившийся при этом газообразный гелий направляется в регенератор холода и затем в ёмкость готового продукта.

Сероводород, как правило, отсутствует в газовых залежах. Исключение составляет, например, Усть-Вилуйская залежь, где содержание H_2S достигает 2,5 %, и некоторые другие. По-видимому, наличие сероводорода в газе связано с составом вмещающих пород. Замечено, что газ, находящийся в контакте с сульфатами (гипсом и др.) или сульфидными (пирит), содержит относительно больше сероводорода.

Природные газы, содержащие в основном метан и имеющие очень незначительное содержание гомологов C_5 и выше, относят к сухим или бедным газам. К сухим относится подавляющее большинство газов, добываемых из газовых залежей. Газ газоконденсатных залежей отличается меньшим содержанием метана и повышенным содержанием его гомологов. Такие газы называются жирными или богатыми. В газах газоконденсатных залежей, помимо легких углеводородов, содержатся и высококипящие гомологи, которые при снижении давления выделяются в жидком виде (конденсат). В зависимости от глубины скважины и давления на забое в газообразном состоянии могут находиться углеводороды, кипящие до 300-400 °С.

Газ газоконденсатных залежей характеризуется содержанием выпавшего конденсата (в $см^3$ на $1м^3$ газа).

Образование газоконденсатных залежей связано с тем, что при больших давлениях происходит явление обратное растворению — обратной конденсации нефти в сжатом газе. При давлениях около $75 \cdot 10^6$ Па нефть растворяется в сжатом этане и пропане, плотность которых при этом значительно превышает плотность нефти.

Содержание конденсата в газе различных газоконденсатных месторождений изменяется в широких пределах — от 5-10 $см^3/м^3$ до 300-500 $см^3/м^3$ и даже 1000 $см^3/м^3$.

Состав конденсата зависит от режима эксплуатации

скважины. Так, при поддержании постоянного пластового давления качество конденсата стабильно, но при уменьшении давления в пласте состав и количество конденсата изменяются.

Состав стабильных конденсатов некоторых месторождений хорошо изучен. Конец кипения их обычно не выше 300 °С. По групповому составу — большую часть составляют метановые углеводороды, несколько меньше — нафтенновые и ещё меньше — ароматические.

Углеводородный состав конденсатов характеризуется следующими закономерностями. Среди алканов разветвлённого строения преобладают монометилзамещенные: 2-, 3- и 4-метилзамещенные. В наибольшем количестве содержатся 2-метилпентан, 2-метилгексан и 2-метилгептан. Среди диметилпроизводных присутствуют главным образом 2,3- и 2,4-диметилизомеры. Циклопентановые углеводороды помимо циклопентана представлены в основном его метил- и этилзамещенными, а также 1,2- и 1,3-диметилциклопентанами. В конденсатах обычно содержатся все три изомера диметилциклогексана, причём на долю 1,3-диметилциклогексана приходится от 50 до 70 % количества изомеров.

Состав газов газоконденсатных месторождений после отделения конденсата близок к составу сухих газов. Плотность природного газа относительно воздуха (плотность воздуха принята за единицу) колеблется от 0,560 до 0,650. Теплота сгорания около 37700-54600 Дж/кг.

Попутным газом называется газ, растворенный в нефти и выделяющийся из нее при добыче.

Нефть и газ по выходе из скважины проходят через газосепараторы, в которых попутный газ отделяется от нестабильной нефти, направляемой на дальнейшую переработку.

Попутные газы являются ценным сырьём для промышленного нефтехимического синтеза. Качественно они не отличаются по составу от природных газов, однако ко-