



**О внесении изменений и дополнения в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 5 мая 2018 года № 164 "Об утверждении методики расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию"**

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 8 октября 2020 года № 351. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 8 октября 2020 года № 21377

**ПРИКАЗЫВАЮ:**

1. Внести в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 5 мая 2018 года № 164 "Об утверждении методики расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 16961, опубликован 8 июня 2018 года в Эталонном контрольном банке нормативных правовых актов Республики Казахстан) следующие изменения и дополнение:

в Методике расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию, утвержденной указанным приказом:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящая Методика расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию (далее – Методика) разработана в соответствии с пунктом 4 статьи 146 Кодекса Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года "О недрах и недропользовании" (далее – Кодекс) и предназначена для расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию:

- 1) при испытании объектов скважин;
- 2) при пробной эксплуатации месторождения;
- 3) при технологически неизбежном сжигании сырого газа.";

пункты 5 и 6 изложить в следующей редакции:

"5. Общий объем добычи\* сырого газа ( $V_I$ ) для нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных и газоконденсатно-нефтяных месторождений/скважин рассчитывается по следующей формуле:

$$V_I = Q_n \times \Gamma_{\phi}, \quad (1)$$

где:

$V_I$  – объем добычи\* сырого газа, м<sup>3</sup>;

$Q_n$  – годовая или суточная добыча нефти, т;

$\Gamma_{\text{ф}}$  – газовый фактор (отношение количества сырого газа к количеству добычи\* нефти, м<sup>3</sup>/т).

Общий объем добычи сырого газа ( $V_{\text{I}}$ ) для газовых и газоконденсатных месторождений/скважин определяется на основании проведенных замеров дебита скважин и выражается как годовая или суточная добыча сырого газа, м<sup>3</sup>.

\*Примечание:

Объемы добычи нефти и сырого газа соответствуют показателям в утвержденном недропользователем (оператором по контракту на недропользование, доверительным управляющим) и получившем положительные заключения экспертиз предусмотренных Кодексом базовом проектом документе для проведения операций по недропользованию или анализе разработки месторождения, или проектом документе, утвержденном в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан, действовавшим до введения в действие Кодекса.

6. Расчетный объем сжигаемого сырого газа ( $V_{\text{II}}$ ) определяется как разность между общим объемом добычи\* сырого газа и объемом используемого/утилизируемого сырого газа, в том числе объемом перерабатываемого сырого газа, рассчитывается по следующей формуле:

$$V_{\text{II}} = V_{\text{I}} - (V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + V_5), \quad (2)$$

где:

$V_{\text{II}}$  – общий объем сжигаемого сырого газа, м<sup>3</sup>;

$V_{\text{I}}$  – общий объем добычи\* сырого газа, м<sup>3</sup>;

$(V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + V_5)$  – объем используемого/утилизируемого газа, м<sup>3</sup>, в том числе:

$V_1$  – объем сырого газа, используемый на собственные технологические нужды (объем газа, используемый на устьевых нагревателях, печах подогрева, в котельных и ином оборудовании потребляющем газ). Расчетный объем сырого газа на собственные технологические нужды определяется исходя из технических характеристик и продолжительности эксплуатации технологического оборудования, м<sup>3</sup>;

$V_2$  – объем сырого газа на технологические потери (потери при технологических процессах добычи, сбора, хранения, транспортировки, подготовки и переработки сырого газа), определяется техническими характеристиками, паспортами и проектной документацией применяемого технологического оборудования, м<sup>3</sup>;

$V_3$  – объем сырого газа, используемый для выработки электроэнергии, определяется исходя из количества выработанной электроэнергии и удельного расхода газа на

единицу электроэнергии, согласно паспортов и технических характеристик используемого оборудования, м<sup>3</sup>;

$V_4$  – объем сырого газа для обратной закачки в пласт определяется исходя из технических характеристик, паспортов и продолжительности эксплуатации оборудования, м<sup>3</sup>;

$V_5$  – объем сырого газа, используемый для подготовки и (или) переработки на установке подготовки газа, установке комплексной подготовки газа, газоперерабатывающей установке или газоперерабатывающем заводе, определяется исходя из объемов реализуемого товарного и сжиженного газов, широкой фракции легких углеводородов и (или) иных товарных продуктов, объем сырого газа, отчуждаемый в стороннюю организацию, а также технологические потери при переработке, транспортировке до магистрального газопровода, м<sup>3</sup>.

\*Примечание:

Объем добычи сырого газа соответствует показателю в утвержденном недропользователем (оператором по контракту на недропользование, доверительным управляющим) и получившем положительные заключения экспертиз предусмотренных Кодексом базовом проектом документе для проведения операций по недропользованию или анализе разработки месторождения, или проектом документе, утвержденном в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан, действовавшим до введения в действие Кодекса.";

пункт 8 изложить в следующей редакции:

"8. Расчет объемов сжигания сырого газа при испытании объектов нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных и газоконденсатно-нефтяных скважин ( $V_{III}$ ) производится по следующей формуле:

$$V_{III} = D \times \Gamma_{\phi} \times T, (3)$$

где:

$V_{III}$  – объем сжигания сырого газа при испытании объектов скважин, м<sup>3</sup>;

$D$  – дебит скважин (объем добычи\* нефти за одни сутки), т/сут.;

$\Gamma_{\phi}$  – газовый фактор\* (отношение количества сырого газа к количеству добычи\* нефти), м<sup>3</sup>/т;

$T$  – количество дней испытаний объектов скважин.

Расчет объемов сжигания сырого газа при испытании объектов газовых и газоконденсатных скважин ( $V_{III}$ ) производится по следующей формуле:

$$V_{III} = D \times T, (4)$$

где:

$V_{III}$  – объем сжигания сырого газа при испытании объектов скважин,  $m^3$ ;

$D$  – дебит скважин (объем добычи\* сырого газа за одни сутки),  $m^3/сут.$ ;

$T$  – количество дней испытаний объектов скважин.

\* Примечание:

Объем добычи нефти и значение газового фактора соответствуют показателям в утвержденном недропользователем (оператором по контракту на недропользование, доверительным управляющим) и получившем положительные заключения экспертиз предусмотренных Кодексом базовом проектом документе для проведения операций по недропользованию или анализе разработки месторождения, или проектом документе, утвержденном в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан, действовавшим до введения в действие Кодекса.

В случае отсутствия указанных показателей применяются фактические показатели ранее испытанных объектов скважин на участке недр.

В случае отсутствия ранее испытанных объектов скважин на участке недр применяются фактические показатели близлежащей скважины.";

дополнить пунктом 10-1 следующего содержания:

"10-1. Нормативы и объемы сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения ( $V_{IV}$ ) при использовании (утилизации) части добываемого сырого газа рассчитываются по следующей формуле:

$$V_{IV} = Q_{\text{проб.эксп.}} - Q_{\text{ут. газа}}, \quad (6-1)$$

где:

$V_{IV}$  – норматив и объем сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения,  $m^3$ ;

$Q_{\text{проб.эксп.}}$  – суммарный норматив и суммарный объем сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения,  $m^3$ ;

$$Q_{\text{проб.эксп.}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + \dots + Q_n, \quad (6-2)$$

где:

$Q_{1, 2, 3, \dots, n}$  – норматив и объем сжигания сырого газа одной действующей скважины в период пробной эксплуатации месторождения,  $m^3$ ;

1, 2, 3, ..., n – действующие скважины.

$Q_{\text{ут. газа}}$  – объем используемого/утилизируемого газа,  $m^3$ .

Объем добычи сырого газа по каждой действующей нефтяной, газонефтяной, нефтегазовой, нефтегазоконденсатной, газоконденсатно-нефтяной скважине рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{1, 2, 3, \dots, n} = D \times \Gamma_{\phi} \times T, \quad (6-3)$$

где:

$Q_{1, 2, 3, \dots, n}$  – объем добычи сырого газа одной действующей скважины при пробной эксплуатации месторождения,  $\text{м}^3$ ;

1, 2, 3, ...n – действующие скважины;

Д – дебит скважин (объем добычи\* нефти за одни сутки), т/сут.;

$\Gamma_{\phi}$  – газовый фактор (отношение количества сырого газа к количеству добычи\* нефти),  $\text{м}^3/\text{т}$ ;

Т – период пробной эксплуатации (количество дней).

Объем добычи сырого газа по каждой действующей газовой и газоконденсатной скважине рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{1, 2, 3, \dots, n} = Д \times Т, (6-4)$$

где:

$Q_{1, 2, 3, \dots, n}$  – объем добычи сырого газа одной действующей скважины при пробной эксплуатации месторождения,  $\text{м}^3$ ;

1, 2, 3, ...n – действующие скважины;

Д – дебит скважин (объем добычи\* сырого газа за одни сутки),  $\text{м}^3/\text{сут.}$ ;

Т – период пробной эксплуатации (количество дней).

\*Примечание:

Объем добычи нефти и значение газового фактора соответствуют показателям в утвержденном недропользователем (оператором по контракту на недропользование, доверительным управляющим) и получившем положительные заключения экспертиз предусмотренных Кодексом базовом проектом документе для проведения операций по недропользованию или анализе разработки месторождения, или проектом документе, утвержденном в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан, действовавшим до введения в действие Кодекса.";

пункт 11 изложить в следующей редакции:

"11. Норматив и объем сжигания сырого газа по каждой действующей нефтяной, газонефтяной, нефтегазовой, нефтегазоконденсатной и газоконденсатно-нефтяной скважине при пробной эксплуатации месторождения рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{1, 2, 3, \dots, n} = Д \times \Gamma_{\phi} \times Т, (7)$$

где:

$Q_{1, 2, 3, \dots, n}$  – норматив и объем сжигания сырого газа одной действующей скважины при пробной эксплуатации месторождения,  $\text{м}^3$ ;

1, 2, 3, ...n – действующие скважины;

Д – дебит скважин (объем добычи\* нефти за одни сутки), т/сут.;

$\Gamma_{\text{ф}}$  – газовый фактор (отношение количества сырого газа к количеству добычи\* нефти), м<sup>3</sup>/т;

$T$  – период пробной эксплуатации (количество дней).

Норматив и объем сжигания сырого газа по каждой действующей газовой и газоконденсатной скважине при пробной эксплуатации месторождения рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{1, 2, 3, \dots, n} = D \times T, \quad (8)$$

где:

$Q_{1, 2, 3, \dots, n}$  – норматив и объем сжигания сырого газа одной действующей скважины при пробной эксплуатации месторождения, м<sup>3</sup>;

1, 2, 3, ..., n – действующие скважины;

$D$  – дебит скважин (объем добычи\* сырого газа за одни сутки), м<sup>3</sup>/сут.;

$T$  – период пробной эксплуатации (количество дней).

\*Примечание:

Объемы добычи нефти и сырого газа, а также значение газового фактора соответствуют показателям в утвержденном недропользователем (оператором по контракту на недропользование, доверительным управляющим) и получившем положительные заключения экспертиз предусмотренных Кодексом базовом проектном документе для проведения операций по недропользованию или анализе разработки месторождения, или проектном документе, утвержденном в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан, действовавшим до введения в действие Кодекса.";

пункт 17 изложить в следующей редакции:

"17. Количество расчетного нормативного сжигания сырого газа для технологического оборудования, отдельного участка газопровода ( $Q_{\text{р.н.сж.}}$ ) рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{\text{р.н.сж.}} = V_{\text{г.о.}} \times K, \quad (10)$$

где:

$Q_{\text{р.н.сж.}}$  – количество расчетного нормативного сжигания сырого газа для технологического оборудования, отдельного участка газопровода рассчитывается для каждого вида технологического неизбежного сжигания сырого газа ( $V_6, V_7, V_8, V_9$ ), м<sup>3</sup>;

$V_{\text{г.о.}}$  – геометрический объем, заполняемый сырым газом, технологического оборудования, отдельного участка газопровода, м<sup>3</sup>;

$K$  – обобщенный коэффициент, учитывающий зависимость объема газа от давления –  $P$ , средней температуры газа –  $T_{\text{ср}}$  и коэффициента сжимаемости газа –  $Z$  (данные

показатели берутся из справочной литературы по разработке, эксплуатации месторождения исходя из химико-физического состава газа) и рассчитывается по следующей формуле:

$$K = (P / T_{\text{ср}}) \times Z, (11)'';$$

пункт 21 изложить в следующей редакции:

"21. Объем сжигания сырого газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования ( $V_9$ , далее - технологический сбой), в том числе при неисправностях оборудования и систем управления, прекращении подачи сырья и средств обеспечения (воды, воздуха, топливного газа, пара и электроэнергии), превышении (снижении) рабочих параметров (давления, уровня, температуры, расхода), утечке рабочей среды, предупреждении газовой и пожарной сигнализации, запланированных ограничениях в приеме продукции транспортной компанией\* рассчитываются по следующей формуле:

$$V_9 = V_1 \times (X_1 + X_2)** , (12)$$

где:

$V_9$  – объем сжигания сырого газа при технологических сбоях,  $\text{м}^3$ ;

$V_1$  – объем добычи сырого газа, рассчитанный в соответствии с пунктом 5 Методики,  $\text{м}^3$ ;

$X_1 = 1 \times 10^{-4}$  – коэффициент технологических сбоев при эксплуатации технологического оборудования для объектов добычи, подготовки и (или) переработки сырого газа;\*\*

$X_1 = 1 \times 10^{-2}$  – коэффициент технологических сбоев при эксплуатации технологического оборудования для объектов добычи, подготовки и (или) переработки сырого газа месторождений с содержанием сероводорода в пластовом флюиде 3,5% и более или с аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности 1,5 и более или с глубиной залегания более пяти тысяч метров. Данный коэффициент технологических сбоев не распространяется на эксплуатацию технологического оборудования для объектов добычи, подготовки и (или) переработки сырого газа газовых и газоконденсатных месторождений,\*\*

$X_2 = 2 \times 10^{-2}$  – коэффициент технологических сбоев на этапе пусконаладочных работ.

Коэффициент  $X_2$  – применим на этапе пусконаладочных работ для комплексов, осуществляющих переработку сырого газа, нефти, конденсата.

\* Примечание:

Норматив и объем сжигания сырого газа при запланированных ограничениях в приеме продукции транспортной компанией формируются на основе представленного транспортной компанией графика планово-предупредительных работ и набора статистических данных по фактическим ограничениям в приеме продукции транспортной компанией.

**\*\* Примечание:**

Суммарный объем сжигания сырого газа при технологических сбоях не превышает объем сжигания сырого газа при технологических сбоях с использованием коэффициента технологических сбоев на этапе пусконаладочных работ  $X_2$ .

Недропользователь может уменьшать значения коэффициентов технологических сбоев, в соответствии с характеристиками производственного процесса.

При технологических сбоях допускается непрерывное сжигание газа на каждой действующей факельной установке:

для наземных объектов добычи, подготовки и (или) переработки сырого газа не более 24 непрерывных часов;

для морских объектов добычи и наземных объектов подготовки и (или) переработки сырого газа, связанных с морскими объектами добычи не более 48 непрерывных часов.  
".

2. Департаменту государственного контроля в сферах углеводородов и недропользования Министерства энергетики Республики Казахстан в установленном законодательством Республики Казахстан порядке обеспечить:

1) государственную регистрацию настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан;

2) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства энергетики Республики Казахстан;

3) в течение десяти рабочих дней после государственной регистрации настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан представление в Департамент юридической службы Министерства энергетики Республики Казахстан сведений об исполнении мероприятий, предусмотренных подпунктами 1) и 2) настоящего пункта.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на курирующего вице-министра энергетики Республики Казахстан.

4. Настоящий приказ вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования.

*Министр энергетики  
Республики Казахстан*

*Н. Ногаев*