

**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 (VI) для нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных и газоконденсатно-нефтяных месторождений/скважин рассчитывается по следующей формуле:

      VI = Qн × Гф, (1)

      где:

      VI – объем добычи\* сырого газа, м3;

      Qн – годовая или суточная добыча нефти, т;

      Гф – газовый фактор (отношение количества сырого газа к количеству добычи\* нефти, м3/т).

      Общий объем добычи сырого газа (VI) для газовых и газоконденсатных месторождений/скважин определяется на основании проведенных замеров дебита скважин и выражается как годовая или суточная добыча сырого газа, м3.

      \*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 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.

      6. Расчетный объем сжигаемого сырого газа (VII) 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:

      VII = VI – (V1 + V2 + V3 + V4 + V5), (2)

      где:

      VII – общий объем сжигаемого сырого газа, м3;

      VI – общий объем добычи\* сырого газа, м3;

      (V1 + V2 + V3 + V4 + V5) – объем используемого/утилизируемого газа, м3, в том числе:

      V1 – 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, м3;

      V2 – 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, м3;

      V3 – 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, м3;

      V4 – объем сырого газа для обратной закачки в пласт определяется исходя из технических характеристик, паспортов и продолжительности эксплуатации оборудования, м3;

      V5 – 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, м3.

      \*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 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 8 изложить в следующей редакции:

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

      VIII = Д × Гф × Т, (3)

      где:

      VIII – объем сжигания сырого газа при испытании объектов скважин, м3;

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

      Гф – газовый фактор\* (отношение количества сырого газа к количеству добычи\* нефти), м3/т;

      Т – количество дней испытаний объектов скважин.

      Расчет объемов сжигания сырого газа при испытании объектов газовых и газоконденсатных скважин (VIII) производится по следующей формуле:

      VIII = Д × Т, (4)

      где:

      VIII – объем сжигания сырого газа при испытании объектов скважин, м3;

      Д – дебит скважин (объем добычи\* сырого газа за одни сутки), м3/сут.;

      Т – 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 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.

      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 (VIV) при использовании (утилизации) части добываемого сырого газа рассчитываются по следующей формуле:

      VIV = Qпроб.эксп. - Qут. газа, (6-1)

      где:

      VIV – норматив и объем сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения, м3;

      Qпроб.эксп. – суммарный норматив и суммарный объем сжигания сырого газа в период пробной эксплуатации месторождения, м3;

      Qпроб.эксп. = Q1 + Q2 + Q3 +...Qn, (6-2)

      где:

      Q1, 2, 3,...n– норматив и объем сжигания сырого газа одной действующей скважины в период пробной эксплуатации месторождения, м3;

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

      Qут. газа– объем используемого/утилизируемого газа, м3.

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

      Q1, 2, 3,...n= Д × Гф × Т, (6-3)

      где:

      Q1, 2, 3,...n– объем добычи сырого газа одной действующей скважины при пробной эксплуатации месторождения, м3;

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

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

      Гф – газовый фактор (отношение количества сырого газа к количеству добычи\* нефти), м3/т;

      Т – период пробной эксплуатации (количество дней).

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

      Q1, 2, 3,...n= Д × Т, (6-4)

      где:

      Q1, 2, 3,...n– объем добычи сырого газа одной действующей скважины при пробной эксплуатации месторождения, м3;

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

      Д – дебит скважин (объем добычи\* сырого газа за одни сутки), м3/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 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 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:

      Q1, 2, 3,...n= Д × Гф × Т, (7)

      где:

      Q1, 2, 3,...n– норматив и объем сжигания сырого газа одной действующей скважины при пробной эксплуатации месторождения, м3;

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

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

      Гф – газовый фактор (отношение количества сырого газа к количеству добычи\* нефти), м3/т;

      Т – 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:

      Q1, 2, 3,...n= Д × Т, (8)

      где:

      Q1, 2, 3,...n– норматив и объем сжигания сырого газа одной действующей скважины при пробной эксплуатации месторождения, м3;

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

      Д – дебит скважин (объем добычи\* сырого газа за одни сутки), м3/сут.;

      Т – 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 (Qр.н.сж.) рассчитывается по следующей формуле:

      Qр.н.сж. = Vг.o. × К, (10)

      где:

      Qр.н.сж. – количество расчетного нормативного сжигания сырого газа для технологического оборудования, отдельного участка газопровода рассчитывается для каждого вида технологического неизбежного сжигания сырого газа (V6, V7, V8, V9), м3;

      Vг.o. – геометрический объем, заполняемый сырым газом, технологического оборудования, отдельного участка газопровода, м3;

      К – обобщенный коэффициент, учитывающий зависимость объема газа от давления – Р, средней температуры газа – Тср 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:

      К = (P / Tcp ) × Z, (11)";

      пункт 21 изложить в следующей редакции:

      "21. Объем сжигания сырого газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования (V9, 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:

      V9 = VI × (Х1 + Х2)\*\*, (12)

      где:

      V9 – объем сжигания сырого газа при технологических сбоях, м3;

      VI – объем добычи сырого газа, рассчитанный в соответствии с пунктом 5 Методики, м3;

      Х1 = 1 × 10-4 – коэффициент технологических сбоев при эксплуатации технологического оборудования для объектов добычи, подготовки и (или) переработки сырого газа;\*\*

      Х1 = 1 × 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;\*\*

      Х2 = 2 × 10-2 – коэффициент технологических сбоев на этапе пусконаладочных работ.

      Коэффициент Х2 – 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 Х2.

      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*
 |

 © 2012. РГП на ПХВ «Институт законодательства и правовой информации Республики Казахстан» Министерства юстиции Республики Казахстан