

Об опыте сокращения расстояний между газодобывающими скважинами



И.С. Жуков,
науч. сотрудник,
ilzhukov@safety.ru



А.Н. Сорокин,
канд. техн. наук, ст.
науч. сотрудник



И.А. Кручинина,
д-р техн. наук,
директор



А.А. Агапов,
канд. техн. наук, директор
расчетно-аналитического
центра



К.В. Малых,
инженер

АНО «Агентство исследований промышленных рисков», Москва, Россия

ЗАО НТЦ ПБ, Москва, Россия

Рассмотрено отступление от п. 353 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в части сокращения расстояний между устьями газовых и газоконденсатных скважин. Показано, что применение внутрискважинного клапана-отсекателя — наиболее эффективная мера, компенсирующая данное отступление и предотвращающая эскалацию аварий, связанных с открытым фонтанированием.

Ключевые слова: скважина, газодобыча, требования промышленной безопасности, количественная оценка риска, авария, эскалация, компенсирующие мероприятия, обоснование безопасности, внутрискважинный клапан-отсекатель.

DOI: 10.24000/0409-2961-2019-3-75-80

Введение

Согласно п. 353 и приложению № 6 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [1] наименьшее допустимое расстояние между устьями эксплуатационных газовых и газоконденсатных скважин составляет 40 м. Однако по ряду причин часто возникает необходимость сокращения этих расстояний: большое количество водных преград, болот, топей, эрозионно-активных участков на местности; перевод добывающих скважин из нефтяных в газовые в связи с нерентабельностью добычи нефти; уменьшение изъятия земель, относящихся к числу особо охраняемых природных территорий, к землям запаса сельскохозяйственного назначения, промышленности, энергетики, транспорта, связи, телерадиовещания и землям, предназначенным для обеспечения космической деятельности.

Согласно положениям [2] допускается отступление от требований [1] при условии разработки обоснования безопасности опасного производственного объекта (ОБ ОПО).

В соответствии с [3] ОБ ОПО должно содержать перечень мероприятий, содержащих допол-

нительные меры безопасности, компенсирующие отступления от требований нормативных актов. Для подтверждения достаточности компенсирующих мер необходимы результаты исследований, расчетов, испытаний, моделирования аварийных ситуаций, оценки риска или анализа опыта эксплуатации подобных ОПО.

Обоснование возможности сокращения расстояний между устьями газовых и газоконденсатных скважин

На кустовых площадках нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин к наиболее опасным авариям относятся открытые неуправляемые фонтаны на устьях скважин с возникновением факельного горения (рис. 1).

Для обоснования возможности сокращения расстояний между устьями газовых (газоконденсатных) скважин и достаточности компенсирующих мероприятий расчетными вероятностными методами существенную роль играет задание частоты возникновения иницирующего события — выброса опасного вещества из скважины. В основном документе Ростехнадзора [4], касающемся оценки последствий аварий на ОПО нефтегазодобычи (в том числе на газоконденсатных месторождениях), рекомендации



▲ Рис. 1. Авария с факельным горением на газодобывающей скважине
▲ Fig. 1. Accident with flare burning at the gas producer

по оценке частоты разгерметизации оборудования скважины отсутствуют.

В документе [5] даны рекомендации по определению частот аварий на скважинах ПАО «Газпром». Так, частота аварий с фонтанами на газовых и газоконденсатных скважинах при эксплуатации и капитальном ремонте соответственно составляет $8 \cdot 10^{-4}$ и $4 \cdot 10^{-4}$ на одну скважину «за производственный цикл».

Информацию о частоте фонтанирования скважин также можно найти в данных соответствующего отчета для скважин на шельфе Северного моря [6]. В этом отчете есть информация о том, что данные частоты применимы и для береговых объектов. Так, для газовых скважин суммарная частота выбросов при их эксплуатации и капитальном ремонте, включая инциденты из-за внешних причин, составит соответственно $5,9 \cdot 10^{-5}$ на одну скважину и $8,3 \cdot 10^{-4}$ — на операцию в год. Отметим, что аналогичные показатели для частот аварийной разгерметизации и утечек для типового оборудования на ОПО морского нефтегазового комплекса приводятся в [7].

Типовое дерево событий для аварий на газодобывающей скважине приведено на рис. 2.

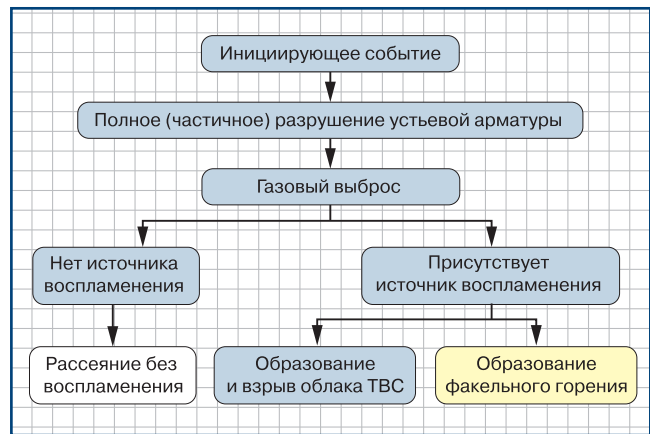
Условные вероятности для дерева событий при аварийном фонтанировании газодобывающей скважины принимаются в соответствии с [5]. Рекомендации по расчету размеров факела фонтанирующей скважины при струйном горении приводятся в [8].

Длина факела L_f (м) при струйном горении определяется по формуле:

$$L_f = KG^{0,4},$$

где K — эмпирический коэффициент, который при истечении сжатых газов принимается равным 12,5; G — аварийный массовый расход, кг/с.

Согласно [8] воздействие открытого пламени горизонтального факела на соседнее оборудование,



▲ Рис. 2. Дерево событий при аварийном фонтанировании газодобывающей скважины
▲ Fig. 2. Event tree during emergency spouting of gas producer

приводящее к его разрушению, происходит в секторе 30° , ограниченном радиусом L_f (ширину факела рекомендуется принимать равной 15 % от его длины). Для учета действия теплового излучения от горизонтальной струи и вертикального факела на больших расстояниях от оси факела рассчитывается так называемый угловой коэффициент облученности. Для расчета G используется математическая модель установившегося истечения из скважины, описанная в [4]. Подробнее о применении этой модели в программном комплексе TOXI+Risk 5 [9], который был использован при выполнении всех упомянутых в статье расчетов, изложено в [10]. Отметим, что рассчитанный аварийный расход при установившемся истечении из скважины оказывается в 2–10 раз больше проектного дебита скважины.

Критерии безопасной эксплуатации

При сокращении расстояний между устьями скважин относительно нормативных значений, установленных в [1], без принятия компенсирующих мер возрастает угроза распространения аварии на соседние объекты (эскалация или каскадное развитие аварии), что существенно усложняет проведение работ по ликвидации аварии и ее последствий.

Традиционные для количественной оценки риска показатели потенциального, индивидуального, коллективного и социального рисков в данном случае не могут в достаточной мере характеризовать степень опасности из-за отсутствия на подобных объектах рабочих мест, предусматривающих постоянное пребывание персонала. В связи с этим при обосновании сокращения расстояний между устьями газовых и газоконденсатных скважин критерием достаточности компенсирующих мероприятий может служить время, за которое поглощенная доза тепловой радиации на соседнем оборудовании достигнет порогового значения $D_{гиб}$ (кВт·с/м²). При превышении этого порога оборудование можно считать разрушенным. Другим способом оценки частоты эскалации аварии может служить построение

поля частот превышения интенсивности теплового излучения на оборудовании куста скважин.

Согласно [11] наземное оборудование скважины может быть отнесено ко второму классу чувствительности (среднечувствительное). Для этого класса $D_{\text{гнб}}$ установлена на уровне 25 тыс. кВт·с/м². Здесь целесообразно также использовать параметр $k_{\text{повр}}$ — степень повреждения оборудования от воздействия тепловой радиации (когда $k_{\text{повр}} = 0$ — это означает отсутствие повреждений, $k_{\text{повр}} = 1$ — полное разрушение оборудования). Совместное применение данных критериев дает более полное представление о масштабах аварии и ее эскалации.

Поглощенная доза тепловой радиации вычисляется по формуле:

$$D_{\text{обор}} = q_{\text{об}} t, \quad (1)$$

где $q_{\text{об}}$ — значение теплового потока на единицу площади, кВт/м²; t — длительность теплового воздействия, с.

Как показывают расчеты, выполненные для газовых и газоконденсатных месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа, в зависимости от пластового давления и дебита скважин длина горизонтального факела L_f может превышать 70 м (на месторождениях с аномально высокими пластовыми давлениями). При этом время разрушения устьевого оборудования соседних скважин может составить от одного часа до нескольких секунд.

Компенсирющие мероприятия

Для обеспечения безопасной эксплуатации скважин в зарубежной и отечественной практиках применяется сходное по назначению и конструкции внутрискважинное и устьевое оборудование. Отличие состоит лишь в особенностях установки клапанов-отсекателей (КО). Если за рубежом при эксплуатации скважин фонтанным способом в составе комплекса подземного оборудования скважины устанавливается КО, то в России, согласно [1], обязательным требованием является установка автоматического КО на выкидных линиях газовых и газоконденсатных скважин.

Надземная установка КО, в отличие от внутрискважинной, не позволяет перекрыть поток добываемой пластовой продукции при повреждениях и неисправностях устьевого оборудования скважины и тем более при его разрушении. Кроме того, выкидные линии и установленные на них КО при авариях подвергаются интенсивному тепловому воздействию с возгоранием открытых фонтанов на соседних скважинах и могут потерять работоспособность еще до прибытия аварийных бригад.

Основной мерой безопасности при отступлениях от установленных требований к расстояниям между устьями газовых и газоконденсатных скважин является установка внутрискважинного КО, предназначенного для перекрытия колонны на-

сосно-компрессорных труб, посредством которого останавливается поток продукции скважины при нарушениях установленного режима ее эксплуатации в результате частичного повреждения или полного разрушения устьевого оборудования [12]. В зависимости от условий эксплуатации могут применяться автоматические и управляемые, съемные и стационарные КО. По принципу срабатывания КО делятся на механические, электрогидравлические и электропневматические. При пневматическом принципе срабатывания в КО используются баллоны со сжатым воздухом, а при гидравлическом — насос с баком трансформаторного масла.

Влияние компенсирующих мероприятий на критерии безопасной эксплуатации

В соответствии с [13] консервативная вероятность отказа автоматического запорного клапана (ASOV) принимается на уровне $1 \cdot 10^{-2}$ в год. Таким образом, установка внутрискважинного КО позволяет снизить частоту реализации негативных факторов аварии с фонтанированием на скважине до 100 раз, а время теплового воздействия факела — до 5 с (среднее время перекрытия КО в автоматическом режиме).

Для подтверждения достаточности компенсирующих мер с использованием внутрискважинного КО ниже приведены результаты предварительной оценки риска аварии для трех вариантов (случаев) расположения и оснащения куста, на котором установлены две газодобывающие скважины:

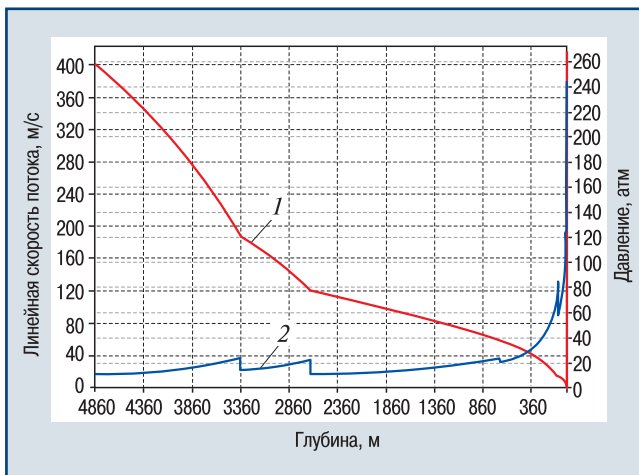
при нормативном расположении скважин друг относительно друга (КО в скважинах отсутствуют);

при ненормативном расположении скважин без учета компенсирующих мероприятий (КО отсутствуют);

при ненормативном расположении скважин с КО в каждой скважине.

Принимая давление в пласте равным 28 МПа, а диаметр аварийного отверстия равным диаметру колонны насосно-компрессорных труб, по алгоритму из [4] находим скорость истечения на устье — 380 м/с (кривая 2) и аварийный расход — 27,8 кг/с (кривая 1) (рис. 3). Для вертикального факела тепловой поток на расстоянии 40 м (первый случай) составит 11,4 кВт/м², а на расстоянии 20 м (ненормативное сближение) — 28,1 кВт/м². При таких тепловых потоках $D_{\text{гнб}}$ составит в первом случае $25\,000/11,4 = 37$ мин, а во втором — 15 мин. Этого времени недостаточно для прибытия аварийно-спасательной бригады.

В случае горизонтальной струи при неблагоприятном стечении обстоятельств, когда струя направлена в сторону соседней скважины, ее наземное оборудование окажется в зоне открытого пламени (длина факела составляет 47,3 м). При этом интенсивность теплового потока будет не менее 200 кВт/м²; время достижения пороговой дозы, когда оборудование



▲ Рис. 3. Результаты расчета параметров аварийного расхода из газовой скважины

▲ Fig. 3. The results of the parameters calculation with regard to emergency flow from the gas well

соседней скважины полностью разрушится, — 125 с. Все это относится и к первому варианту.

В таблице приведены сводные результаты расчета степени повреждения соседнего оборудования в зависимости от расположения скважин для всех трех случаев.

Сценарий	Параметр			
	Расстояние, м	$q_{об}$, кВт/м ²	$D_{обор}$, кВт·с/м ²	$k_{повр}$
Вертикальный факел	При длительности теплового воздействия 5 с (наличие КО)			
	20	28,1	140,5	0,1
	40	11,4	57,1	0
	При длительности теплового воздействия 15 мин (отсутствие КО)			
	20	28,1	25290,0	1,0
	40	11,4	10278,0	0,2
	При длительности теплового воздействия 37 мин (отсутствие КО)			
	20	28,1	62382,0	1,0
	40	11,4	25308,0	1,0
Горизонтальный факел	При длительности теплового воздействия 5 с (наличие КО)			
	20	200,0	1000,0	0,1
	40	200,0	1000,0	0,1
	При длительности теплового воздействия 15 мин (отсутствие КО)			
	20	200,0	180000,0	1
	40	200,0	180000,0	1

Как видим из таблицы, при установке внутрискважинного КО с учетом того, что время его срабатывания (до 5 с) существенно меньше спрогнозированного ранее времени разрушения соседней скважины (125 с), доза теплового излучения не достигает $D_{гнб}$, а $k_{повр}$ варьируется от 0 до 0,1, что свидетельствует об отсутствии вероятности эскалации аварии.

Результаты расчетов полей частот превышения заданного уровня интенсивности излучения при различных сценариях аварий, включая дрейф обла-

ка тепловоздушной смеси, в соответствии с деревом событий (см. рис. 2) на реальном кусте газоконденсатных скважин с ненормативным их сближением проиллюстрированы на рис. 4.

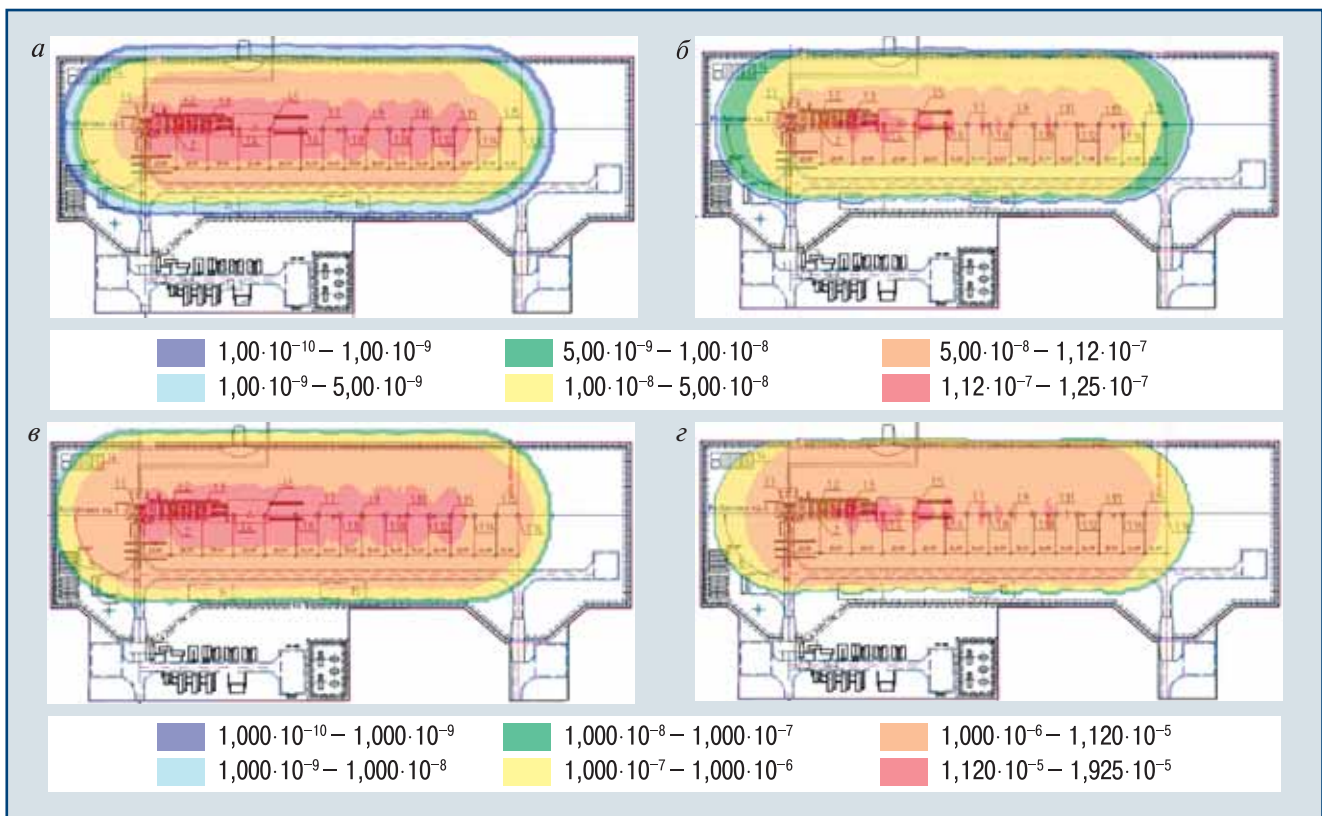
Данные поля позволяют определить частоту превышения заданного порогового уровня $q_{об}$ в каждой точке территории куста. В качестве пороговых значений интенсивности теплового излучения приняты указанные в [5]: 20 кВт/м², ниже которого степень поражения наружных металлических конструкций равна 0, и 35 кВт/м², выше которого степень поражения данных конструкций равна 1 (полное разрушение). Из рис. 4 видим, что максимальные частоты превышения значения 35 кВт/м² для случаев наличия ($1,13 \cdot 10^{-7}$ в год) и отсутствия ($1,14 \cdot 10^{-5}$ в год) на скважинах внутрискважинного КО отличаются более чем в 100 раз. Можно сделать вывод, что реализация компенсирующих мероприятий позволяет на два порядка снизить частоту вероятной эскалации аварии.

Заключение

Таким образом, применение внутрискважинного клапана-отсекателя — наиболее эффективное компенсирующее мероприятие при сокращении расстояний между устьями газовых и газоконденсатных скважин, позволяющее существенно (на два поряд-

ка) снизить риски аварий с открытым фонтанированием и их эскалации.

Кроме того, обязательное применение внутрискважинных клапанов-отсекателей в целях повышения уровня промышленной безопасности на объектах газодобычи, в том числе в качестве компенсирующего мероприятия при сокращении расстояний между устьями газовых и газоконденсатных скважин, рассмотрено на заседании Научно-технического совета Ростехнадзора. По результатам рассмотрения принято решение о подготовке со-



▲ Рис. 4. Поле частот превышения интенсивности теплового излучения свыше заданных значений 20 кВт/м^2 и 35 кВт/м^2 при авариях на оборудовании куста скважин в случае установки внутрискважинного КО соответственно (а) и (б) и в случае его отсутствия соответственно (в) и (г)

▲ Fig. 4. The field of frequencies of thermal radiation intensity exceedance above the specified values of 20 kW/m^2 and 35 kW/m^2 in case of accidents at the well cluster equipment if the downhole shut-off valve is installed — (a), (б), and in the absence of the downhole-shutoff valve — (в), (г)

ответствующих изменений в Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [1].

Список литературы

1. *Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: федер. нормы и правила в обл. пром. безопасности.* — Сер. 08. — Вып. 19. — М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2019. — 314 с.
2. *О промышленной безопасности опасных производственных объектов: федер. закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ.* — М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2019. — 56 с.
3. *Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта: федер. нормы и правила в обл. пром. безопасности.* — Сер. 03. — Вып. 73. — М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2017. — 16 с.
4. *Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи: рук. по безопасности.* — Сер. 08. — Вып. 28. — М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2018. — 45 с.
5. *СТО Газпром 2-2.3-400—2009. Методика анализа риска для опасных производственных объектов газодобывающих предприятий ОАО «Газпром».* — М.: ООО «Газпром экспло», 2010. — 361 с.
6. *OGP Risk Assessment Data Directory. Report № 434. March 2010. International Association of Oil and Gas Producers.* URL: [https://ru.scribd.com/doc/43436605/OGP-Risk-](https://ru.scribd.com/doc/43436605/OGP-Risk-Assessment-Data-Directory-Report-No-434-Compiled-2010)

Assessment-Data-Directory-Report-No-434-Compiled-2010 (дата обращения: 15.02.2019).

7. *Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах морского нефтегазового комплекса: рук. по безопасности.* — Сер. 08. — Вып. 27. — М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2016. — 94 с.

8. *Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (с изм. на 14.12.2010).* URL: <http://docs.cntd.ru/document/902170886> (дата обращения: 15.02.2019).

9. *Программный комплекс TOXI+Risk 5 для расчета последствий аварий с выбросом опасных веществ и оценки риска.* URL: <https://toxi.ru/produkty/programmnyi-kompleks-toxirisk-5> (дата обращения: 29.01.2019).

10. *Прокудин С.В., Софьин А.С., Аганов А.А. Аналитическое решение задачи одномерного стационарного течения сжимаемой жидкости и газа// Безопасность труда в промышленности.* — 2017. — № 5. — С. 36–41. DOI: 10.24000/0409-2961-2017-5-36-41

11. *Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах: рук. по безопасности.* — Сер. 27. — Вып. 16. — М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2018. — 56 с.

12. *Рябцев Н.И. Газовое оборудование, приборы и арматура: справ. пособие.* — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1985. — 527 с.

13. HSE 2012. Failure Rate and Event Data for use within Land Use Planning Risk Assessments up-dated 28.06.2012. URL: <https://docplayer.net/10235684-Failure-rate-and-event-data-for-use-within-risk-assessments-28-06-2012.html> (дата обращения: 15.02.2019).

ilzhukov@safety.ru

Материал поступил в редакцию 19 февраля 2019 г.

«Bezopasnost Truda v Promyshlennosti»/ «Occupational Safety in Industry», 2019, № 3, pp. 75–80.
DOI: 10.24000/0409-2961-2019-3-75-80

On the Experience of Distances Reduction between the Gas Producers

I.S. Zhukov, Research Associate, ilzhukov@safety.ru

A.N. Sorokin, Cand. Sci. (Eng.), Senior Research Assistant

I.A. Kruchinina, Dr. Sci. (Eng.), Director

Autonomous Noncommercial Organization «Industrial Risk Research Agency», Moscow, Russia

A.A. Agapov, Cand. Sci. (Eng.), Director of the Computational Analysis Center

K.V. Malykh, Engineer

STC «Industrial Center» CJSC, Moscow, Russia

Abstract

As per item 353 and Appendix № 6 of the Federal norms and rules in the field of industrial safety «Safety rules in the oil and gas industry», the smallest distance between the mouths of production gas and gas condensate wells is 40 m. According to the Federal norms and rules in the field of industrial safety «General requirements for substantiation of safety of a hazardous production facility» this substantiation should include the list of activities containing additional safety measures, compensatory deviations from the requirements of the regulatory documents. To confirm sufficiency of the compensatory measures, the results of studies, calculations, tests, simulation of emergency situations, risk assessment or analysis of operating experience of similar hazardous production facilities are required. At the well pads of oil, gas and gas condensate wells the most hazardous accidents are open uncontrolled blowouts at the wellheads with jet fire occurrence.

The indicators, which are traditional for the quantitative risk assessment, in this case cannot adequately characterize the degree of hazard due to lack at the similar facilities of the workplaces, in which permanent stay of the personnel is provided. Therefore, when substantiating the reduction of the distances between the gas and gas condensate wellheads, the criterion of compensatory measures sufficiency may be the time during which the absorbed dose of thermal radiation at the adjacent equipment will reach the threshold value. If this threshold is exceeded, the equipment can be considered destroyed. The main safety measure in case of deviations from the established requirements for the distances between the mouths of the gas and gas condensate wells is the installation of the downhole shut-off valve.

Key words: well, gas production, industrial safety requirements, quantitative risk assessment, accident, escalation, com-

pensatory measures, substantiation of safety, downhole shut-off valve.

References

1. Safety rules in the oil and gas industry: Federal norms and rules in the field of industrial safety. Ser. 08. Iss. 19. Moscow: ZAO NTTs PB, 2019. 314 p. (In Russ.).
2. On industrial safety of hazardous production facilities: Federal Law of July 21, 1997 № 116-FZ. Moscow: ZAO NTTs PB, 2019. 56 p. (In Russ.).
3. General requirements for substantiation of safety of a hazardous production facility: Federal norms and rules in the field of industrial safety. Ser. 03. Iss. 73. Moscow: ZAO NTTs PB, 2017. 16 p. (In Russ.).
4. Methods of accidents risk analysis at hazardous production facilities of oil and gas production: Safety guide. Ser. 08. Iss. 28. Moscow: ZAO NTTs PB, 2018. 45 p. (In Russ.).
5. STO Gazprom 2-2.3-400—2009. Methods of risk analysis for hazardous production facilities of gas producing enterprises of OAO Gazprom. Moscow: OOO «Gazprom ekspoz», 2010. 361 p. (In Russ.).
6. OGP Risk Assessment Data Directory. Report № 434. March 2010. International Association of Oil and Gas Producers. Available at: <https://ru.scribd.com/doc/43436605/OGP-Risk-Assessment-Data-Directory-Report-No-434-Compiled-2010> (accessed: February 15, 2019).
7. Methods of accidents risk analysis at hazardous production facilities of the offshore oil and gas complex: Safety guide. Ser. 08. Iss. 27. Moscow: ZAO NTTs PB, 2016. 94 p. (In Russ.).
8. On approval of the methodology for determining the calculated values of fire risk at production facilities (as amended on December 14, 2010). Available at: <http://docs.cntd.ru/document/902170886> (accessed: February 15, 2019). (In Russ.).
9. TOXI + Risk 5 software package for calculating the consequences of accidents with the release of hazardous substances and risk assessment. Available at: <https://toxi.ru/produkty/programmnyi-kompleks-toxirisk-5> (accessed: January 29, 2019). (In Russ.).
10. Prokudin S.V., Sofin A.S., Agapov A.A. Analytical solution of the problem of one-dimensional stationary flow of compressible liquid and gas. *Bezopasnost truda v promyshlennosti = Occupational Safety in Industry*. 2017. № 5. pp. 36–41. (In Russ.). DOI: 10.24000/0409-2961-2017-5-36-41
11. Methodological framework for conducting hazards analysis and risk assessment of accidents at hazardous production facilities: Safety guide. Ser. 27. Iss. 16. Moscow: ZAO NTTs PB, 2018. 56 p. (In Russ.).
12. Ryabtsev N.I. Gas equipment, instruments and valves: right. allowance. Reference book. 3-e izd., pererab. i dop. Moscow: Nedra, 1985. 527 p. (In Russ.).
13. HSE 2012. Failure Rate and Event Data for use within Land Use Planning Risk Assessments up-dated 28.06.2012. Available at: <https://docplayer.net/10235684-Failure-rate-and-event-data-for-use-within-risk-assessments-28-06-2012.html> (accessed: February 15, 2019).

Received February 19, 2019