

УДК 622.276.04:504.5

В.И. Журавель, И.В. Журавель, М.Н. Мансуров

Практические вопросы учета аварийности морских скважин

Освоение морских месторождений нефти и газа в целом, бурение и эксплуатация скважин в частности, связаны с природными и техногенными рисками, учет и минимизация которых обязательны как по формальным (требования нормативных документов), так и по содержательным причинам (выбор и обоснование технологий и процессов, компоновка оборудования и др.). Поэтому целью настоящей статьи является оценка возможных объемов углеводородов, попадающих в морскую среду при бурении морских поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин с буровых установок, искусственных островов, стационарных платформ и других сооружений для обеспечения выполнения требований, определенных в [1].

В практике проведения буровых работ и эксплуатации скважин принято различать две категории инцидентов: 1) *осложнения* – нарушения непрерывности технологического процесса сооружения или эксплуатации скважины, 2) *аварии* – нарушения непрерывности технологического процесса, требующие проведения специальных работ по их локализации и ликвидации. Статистика осложнений и аварийности при бурении скважин отличается как по видам скважин, так и по этапам освоения морских нефтегазовых месторождений [2].

Осложнения считаются ожидаемыми ситуациями: их вероятность, характер и геологические интервалы возможного возникновения обычно учитываются в проектах бурения, а для их преодоления на морских установках предусматриваются специальные технические средства и определяются необходимые технологические приемы, восстанавливающие барьеры безопасности. Основными видами осложнений являются поглощения бурового промывочного и тампонажного растворов, осыпи и обвалы стенок скважины, прихваты, затяжки и посадки бурового инструмента в процессе бурения и при спускоподъемных операциях.

Наиболее опасными аварийными событиями при разведке и разработке морских месторождений являются выбросы в форме различных флюидопроявлений (газо-, нефте- и водопроявления – ГНВП, в зарубежной практике – LWC; *англ.* loss of well control) – самопроизвольных выделений из скважины газа, нефти, воды или их смеси, способных переходить в открытое фонтанирование при нарушении барьеров безопасности. С фонтанами связаны наиболее крупные аварии за всю историю нефтегазовых работ, включая морские проекты, в том числе: в 1910 г. выброс нефти объемом около 1400 тыс. м³ продолжительностью 544 сут на месторождении Мидуэй-Сансет, (*англ.* Midway-Sunset, Калифорния, США); в 1979 г. выброс нефти объемом около 525 тыс. м³ и продолжительностью 290 сут на месторождении Иксток (*англ.* Ixtoc) в Мексиканском заливе при глубине моря 45 м (рис. 1); в 2010 г. выброс нефти объемом более 780 тыс. м³ продолжительностью 82 сут на скважине Макондо (*англ.* Mascondo) в Мексиканском заливе при глубине моря 1500 м (рис. 2).

Статистика аварийности на скважинах норвежского сектора Северного моря показывает, что за период 1984–1997 г. частота возникновения ГНВП составляла 0,19 случаев на каждую пробуренную эксплуатационную скважину и 0,25 случаев на разведочную скважину, причем для глубоких разведочных скважин частота ГНВП достигала величины 1,38 случаев на скважину. Статистика наблюдений за буровыми работами в Мексиканском заливе на 83 скважинах [3] с использованием 26 различных буровых установок, большинство из которых составляли полупогружные установки (ППБУ), отмечает 48 случаев ГНВП, т.е. 0,58 случаев на скважину в среднем,

Ключевые слова:
морская скважина, причины осложнений и аварий, частота выбросов, объем выбросов, статистические данные.

Keywords:
offshore well, complications and accidents, frequency of blowouts, bulk of blowouts, statistics.



Рис. 1. Аварийное фонтанирование на скважине Ixtoc I



а



б

Рис. 2. Обстановка при аварии на скважине Mascondo:

а – начало аварии; б – аварийные работы

0,36 случаев на эксплуатационную скважину и 0,67 случаев на разведочную скважину.

Ликвидация осложнений может потребовать достаточно сложных и продолжительных операций. Средняя продолжительность работ по восстановлению контроля над наблюдавши-

мися скважинами в Мексиканском заливе составила около 2 сут, при этом в 45 % случаев работы продолжались более 1 сут, а в 8 % случаев ликвидация ГНВП занимала более 5 сут (рис. 3).

Условиями возникновения и развития открытых фонтанов являются отказы оборудования, ошибки персонала при предупреждении, обнаружении и ликвидации ГНВП, превышение пластового давления над давлением столба жидкости в стволе скважины (нарушение первичного барьера безопасности) и потеря герметичности скважины и/или противовыбросового оборудования (нарушение вторичного барьера безопасности). Основные причины нарушения первичного барьера безопасности:

- поглощение бурового раствора;
- недостаточная плотность бурового раствора в стволе скважины;
- недолив бурового раствора в скважину при подъеме инструмента и т.п.

К наиболее распространенным причинам аварий по вине персонала обычно относят:

- неправильное определение литолого-стратиграфического разреза, неверные интерпретации данных контроля скважины и/или расчет пластового давления;
- отказ или неисправность приборов контроля давления в скважине;
- несвоевременные действия при обнаружении ГНВП.

Частота выбросов

Выбросы из скважин происходят относительно редко в результате воздействия многих факторов и случайных событий. На практике приняты 2 способа оценки частоты выбросов:

1) анализ риска составляющих событий для выявления критичных сочетаний отказов и ошибок, создающих необходимые и достаточные условия возникновения выброса;

2) статистическая оценка частот выбросов для условий, соответствующих поставленным задачам анализа.

Частоту выбросов помогает оценить анализ возможных путей выхода углеводородов в окружающую среду через различные элементы конструкции скважины и оборудования буровых или эксплуатирующих установок. Основные пути выбросов при бурении скважин в относительно простых типичных случаях показаны на рис. 4 для подводного размещения противовыбросового оборудования (ПВО), когда выход углеводородов происхо-

дит из единственного продуктивного пласта по обсадной колонне, эксплуатационной или бурильной колонне и по межтрубному пространству. Для эксплуатационных скважин необходим учет внутрискважинного оборудования и фонтанной арматуры. Для скважин с пересечением нескольких выделяющих формаций схема должна учитывать возможные боковые притоки из вышележащих формаций и межпластовые перетоки. Пример соответствующего схем на рис. 4 дерева отказов показан на рис. 5. Его количественный анализ требует сведений по конструкции скважин, геологическим условиям разреза и забоя скважины, а также видам и частотам отказов конкретных элементов конструкции скважин и оборудования ее устья. Часть необходимых данных может быть получена из базы данных OREDA [4], хотя и без привязки к конкретным образцам и производителям оборудования.

Источником статистической информации для укрупненной проблемно ориентированной оценки частоты выбросов из скважин могут быть данные Международной ассоциации производителей нефти и газа (*англ.* International Association of Oil&Gas Producers, OGP) [5]. Частоты выбросов из скважин различаются в зависимости от

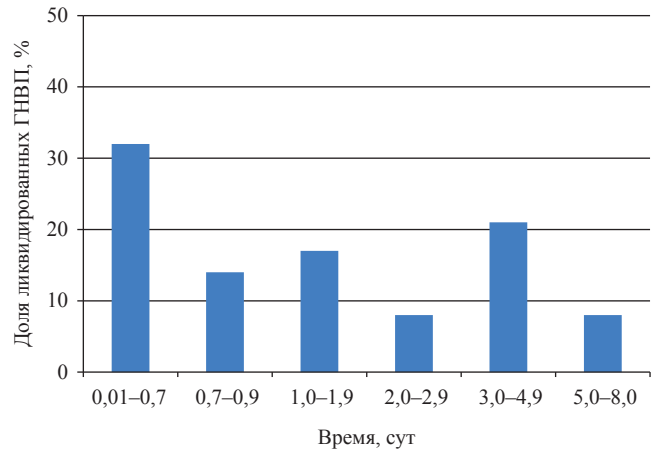


Рис. 3. Статистика продолжительности ликвидации ГНВП

вида и состояния скважин, а также производимых на них операций (см. таблицу).

Приведенные в таблице данные позволяют оценить соотношение между частотами утечек и выбросов. Например, при бурении эксплуатационных газовых скважин эта оценка составит: $7,8 \times 10^{-5} / (6,0 \times 10^{-4} + 7,8 \times 10^{-5}) = 0,115$, т.е. в выброс переходит 11,5 % утечек при условии, что каждый выброс предваряется некоторой утечкой.

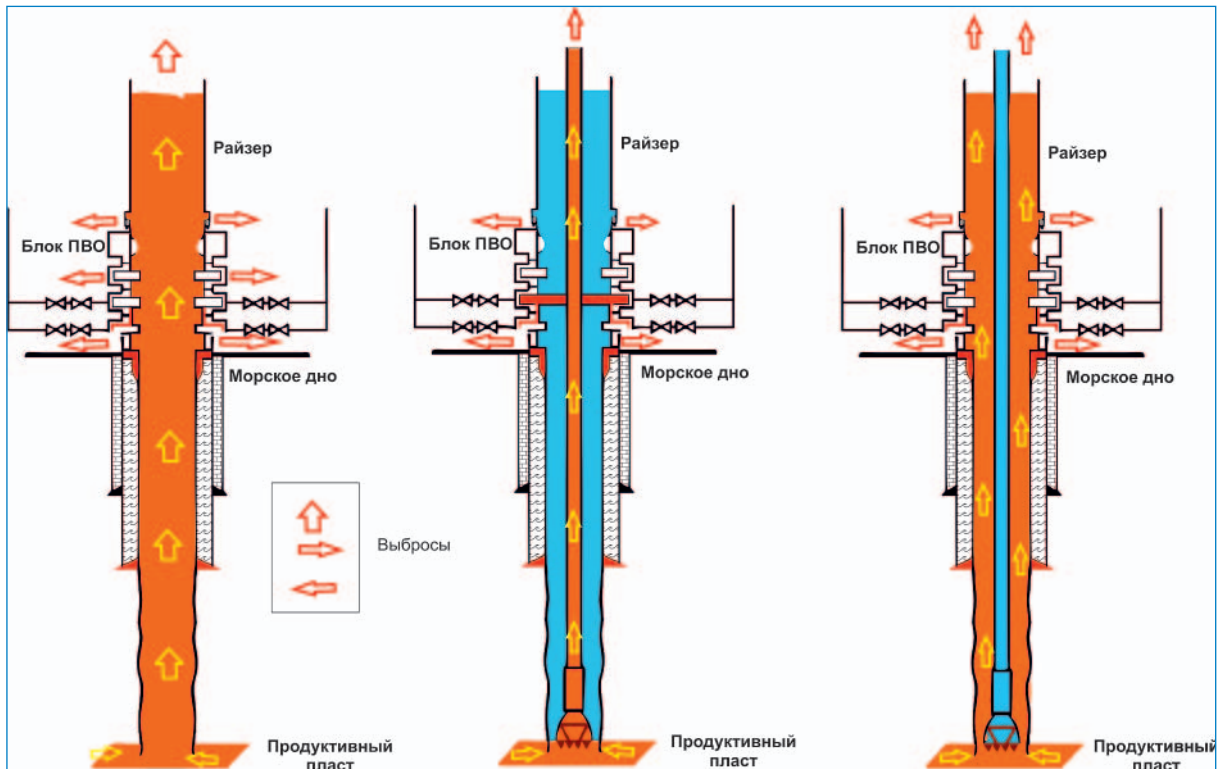


Рис. 4. Схемы возможных путей выбросов углеводородов из скважин

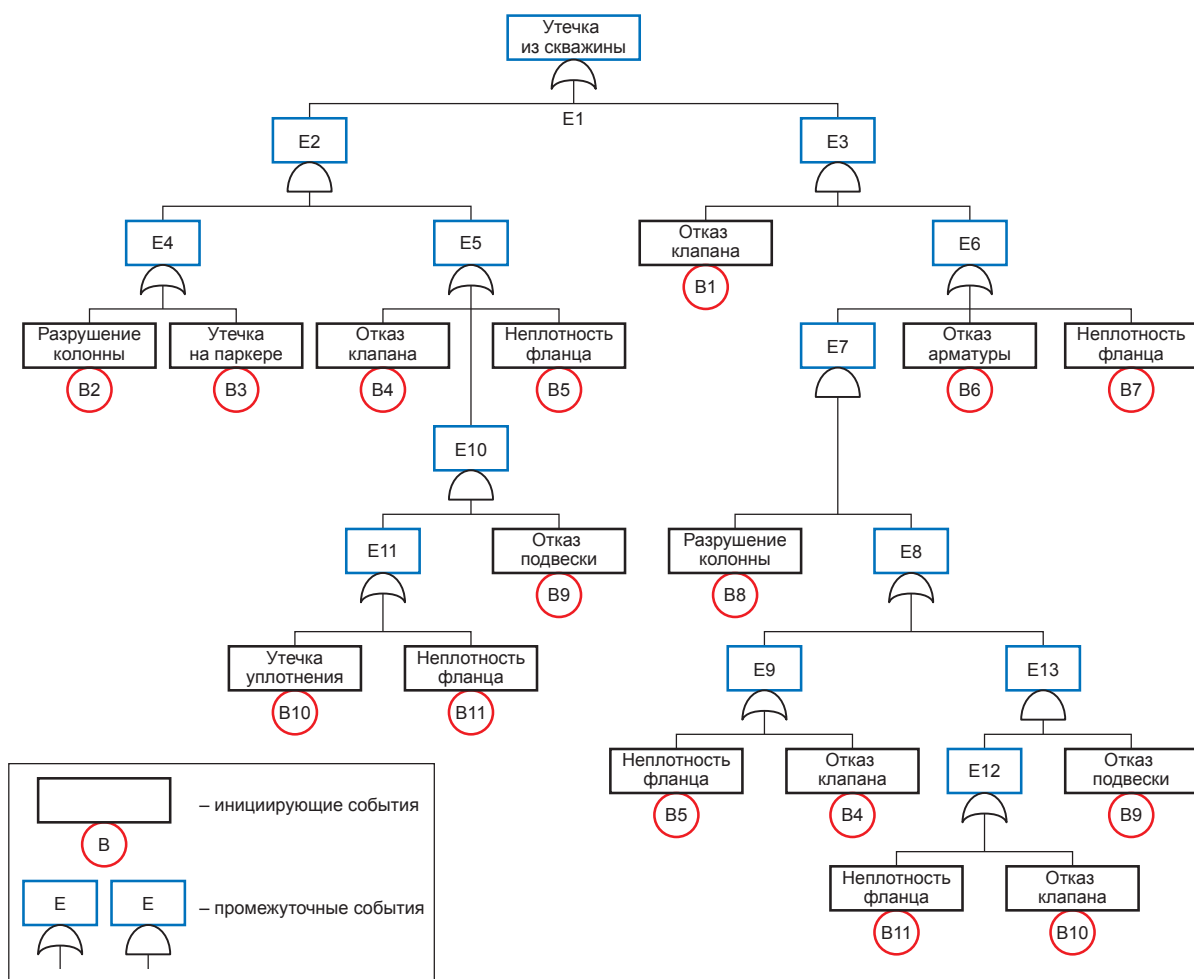


Рис. 5. Дерево отказов для оценки частот выбросов из скважин

Применяя данные, аналогичные данным таблицы, для оценки частоты выбросов, необходимо учитывать совокупность планируемых операций технологического процесса:

- при бурении скважины с последующими испытаниями следует использовать сумму частот выбросов для собственно бурения (проходки) и для заканчивания скважин (в большинстве случаев частота выбросов при заканчивании выше, чем при проходке);
- при проходке скважины со вскрытием промежуточных проявляющих пластов рекомендуется учитывать частоты для выбросов при заканчивании по числу пересекаемых пластов (полностью или частично в зависимости от степени консервативности подхода);
- при эксплуатации скважин нужно учитывать проводимые на скважине операции и к собственно частоте выброса добавлять частоты выбросов для таких операций, усредняя их за период повторяемости.

На практике возникают случаи, требующие специального учета: в частности, оценка час-

тот выбросов законсервированных скважин, поскольку в литературе (например, [6]) в отношении таких скважин имеются только ограниченные сведения. Не вдаваясь в подробности технологии консервации скважин, частоту возникновения выбросов применительно к ним можно определить следующим образом:

- для скважин с пересекаемыми выделяющими формациями и вскрытым продуктивным пластом нужно принять за частоту выбросов соответствующее значение, рассчитанное для эксплуатационных скважин с учетом внешних воздействий (обычно это оправдано тем, что во время технологической консервации в районе расположения устьев скважин обычно имеет место повышенная строительная активность);
- для скважин без вскрытия продуктивного пласта – принять за частоту выбросов ее значение, определенное для эксплуатационных скважин без учета внешних воздействий;
- не следует учитывать начатые, но не законченные бурением скважины.

Частотность выбросов и утечек из скважин для разных технологических операций¹

Операция	Вид аварии ²	Частота аварий по видам скважин			Ед. изм.	Доля подводных аварий		
		средняя	газ	нефть				
Разведочное бурение	Выброс	$2,9 \times 10^{-4}$	$3,1 \times 10^{-4}$	$2,8 \times 10^{-4}$	Случаев на скважину	0,39		
	Утечка	$2,3 \times 10^{-3}$	$2,4 \times 10^{-3}$	$2,1 \times 10^{-3}$				
Поисковое бурение	Выброс	$2,6 \times 10^{-4}$	$2,7 \times 10^{-4}$	$2,5 \times 10^{-4}$				
	Утечка	$2,0 \times 10^{-3}$	$2,1 \times 10^{-3}$	$1,9 \times 10^{-3}$				
Оценочное бурение	Выброс	$3,3 \times 10^{-4}$	$3,5 \times 10^{-4}$	$3,2 \times 10^{-4}$				
	Утечка	$2,6 \times 10^{-3}$	$2,7 \times 10^{-3}$	$2,5 \times 10^{-3}$				
Эксплуатационное бурение	Выброс	$7,4 \times 10^{-5}$	$7,8 \times 10^{-5}$	$7,1 \times 10^{-5}$				
	Утечка	$5,8 \times 10^{-4}$	$6,0 \times 10^{-4}$	$5,5 \times 10^{-4}$				
Заканчивание скважин	Выброс	$9,2 \times 10^{-5}$	$1,2 \times 10^{-4}$	$6,6 \times 10^{-5}$			Случаев на операцию	0,0
	Утечка	$3,7 \times 10^{-4}$	$4,8 \times 10^{-4}$	$2,7 \times 10^{-4}$				
Спуско-подъемные операции	Выброс	$7,1 \times 10^{-5}$	$9,2 \times 10^{-5}$	$5,1 \times 10^{-5}$				
	Утечка	$1,5 \times 10^{-5}$	$2,0 \times 10^{-5}$	$1,1 \times 10^{-5}$				
Колтюбинговые операции	Выброс	$1,5 \times 10^{-4}$	$2,0 \times 10^{-4}$	$1,1 \times 10^{-4}$				
	Утечка	$2,2 \times 10^{-4}$	$2,8 \times 10^{-4}$	$2,5 \times 10^{-4}$				
Спуск инструмента	Выброс	$3,6 \times 10^{-4}$	$4,7 \times 10^{-4}$	$2,6 \times 10^{-4}$				
	Утечка	$1,7 \times 10^{-4}$	$2,2 \times 10^{-4}$	$1,2 \times 10^{-4}$				
Ремонт скважин	Выброс	$2,7 \times 10^{-4}$	$3,4 \times 10^{-4}$	$1,9 \times 10^{-4}$				
	Утечка	$5,0 \times 10^{-4}$	$6,4 \times 10^{-4}$	$3,5 \times 10^{-4}$				
Эксплуатация скважин	Выброс	$9,8 \times 10^{-6}$	$1,9 \times 10^{-5}$	$2,3 \times 10^{-6}$	Случаев на скважину в год	0,125		
	Утечка	$1,1 \times 10^{-5}$	$2,1 \times 10^{-5}$	$2,6 \times 10^{-5}$				
Эксплуатация скважин с учетом внешних воздействий	Выброс	$3,9 \times 10^{-5}$	$3,9 \times 10^{-5}$	$3,9 \times 10^{-5}$				
	Утечка	–	–	–				
Нагнетание газа	Выброс	$1,9 \times 10^{-5}$	$1,9 \times 10^{-5}$	–				
	Утечка	$2,1 \times 10^{-5}$	$2,1 \times 10^{-5}$	–				
Нагнетание воды	Выброс	$2,4 \times 10^{-5}$	–	–				
	Утечка	$2,8 \times 10^{-5}$	–	–				

Примечания:

¹ приведенные в таблице значения частот соответствуют условиям Северного моря;

² утечки из скважин характеризуются выходом в окружающую среду относительно небольших количеств бурового раствора и/или компонентов пластового флюида. Они наблюдаются в период от возникновения ГНВП до изоляции скважины средствами вторичного барьера безопасности.

При строительстве и эксплуатации многоствольных скважин частоты выбросов необходимо оценивать с учетом особенностей конструкции скважин и их взаимодействия с продуктивными пластами.

Кроме того, специфическими случаями в данном отношении можно считать неуправляемые выбросы приповерхностных скоплений газа, наличие которых характерно для условий Северного, Каспийского и Охотского морей, и образование грифонов, когда пластовый флюид прорывается к поверхности морского дна за пределами скважинного ствола [7]. К сожалению, в настоящее время отсутствуют сколько-нибудь обоснованные методы оценки частот таких явлений.

Объем разлива углеводородов из скважины

Определение объема выброса должно производиться формальным интегрированием переменной интенсивности выброса по времени на интервале от начала выброса до восстановления контроля скважины. Применение этого внешне простого способа оценки встречает заметные трудности, а именно:

- для фактических аварий прямой инструментальный замер интенсивности выброса, как правило, невозможен и для поверхностных, и тем более для подводных выбросов (обычно замер производится косвенными методами: на суше – по высоте фонтана, по уровню шума, по результатам разовых или периодических измерений давления и скорости потока и т.п.;

на море – по высоте образующегося на поверхности моря буруна, по площади и толщине растекания разлива нефти и т.п.);

- для расчетных аварий определение динамики истечения пластового флюида требует сбора значительной информации (о свойствах флюида, условиях в пласте и на забое скважины, состоянии конструктивных элементов скважины на пути выброса, их изменениях в аварийных условиях и т.п.) и использования достаточно сложных расчетных моделей, включающих интегро-дифференциальные уравнения;

- применительно ко всем случаям сохраняется проблема определения продолжительности выброса, которая кроме указанных объективных характеристик зависит от применяемых мер восстановления контроля скважины.

Для практических применений можно рекомендовать 2 подхода:

1) считать интенсивность условно-постоянной величиной аварийного потока и использовать статистику продолжительности выбросов;

2) определять продолжительность выбросов путем использования имеющегося статистического материала.

Важнейшими характеристиками аварии с точки зрения определения интенсивности выброса являются: свойства флюида, путь движения флюида от забоя скважины до места его выхода, техническое состояние скважины и оборудования в результате аварии. На рис. 6 показаны статистические данные по Северному морю [8], отражающие различные пути движения выбросов в скважинах, согласно которым при бурении скважин может происходить не более 30 % выбросов (только выбросы через бурильную колонну). В реальности для Северного моря доля надводных выбросов на плавучих буровых установках (ПБУ) составляет 17–25 %.

Данные, приведенные на рис. 6, несколько не соответствуют данным базы Blowout Database скандинавской независимой научной организации SINTEF (*норв.* Stiftelsen for Industriell og Teknisk Forskning) (рис. 7), согласно которым большая часть выбросов приходится на буровые установки. На наш взгляд, противоречие объясняется тем, что в статистику SINTEF вошли, главным образом, скважины с надводным размещением устьев и верхним расположением ПВО, разбуриваемые самоподъемными установками и буровыми станками стационарных платформ, из-за чего большинство выбросов могло выходить на поверхность. Поэтому OGP рекомендует компромиссный вариант, определяя долю подводных выбросов при бурении на уровне 33 %, при эксплуатации – на уровне 12,5 %, хотя эти рекомендации даны с оговорками о значительной неопределенности имеющихся оценок [9]. Можно ожидать, что при использовании погружных буровых установок доля выбросов в атмосферу и на водную поверхность будет значительно ниже из-за подводного заканчивания скважин и, соответственно, подводного расположения ПВО (как, например, это предусмотрено на Киринском и Штокмановском газоконденсатных месторождениях).



**Рис. 6. Частота реализации путей выбросов из скважин:
НКТ – насосно-компрессорные трубы**

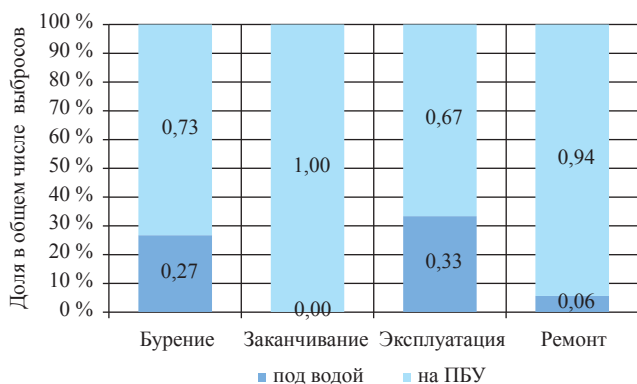


Рис. 7. Распределение выбросов из скважин по местам их выхода

При расчетах интенсивности неконтролируемых выбросов из скважин должны учитываться основные показатели разрабатываемых месторождений: глубина залегания продуктивного пласта, газовый фактор, пластовые условия, геометрические условия, принимаемые по конструкции скважин, условия истечения выброса в атмосферу или под водой. Оценку конкретных сценариев рекомендуется производить на основании следующих методик, в отношении которых реализованы компьютерные коды:

- для нефтяных месторождений – методики расчета установившихся выбросов с учетом эффекта разгазирования пластовой нефти и критического истечения пластового флюида при его выходе в окружающую среду [10];
- для газовых месторождений – методики расчета интенсивности истечения газа при фонтанировании скважины с учетом ее модификации [11].

С учетом неопределенности реализации конкретных сценариев результирующая оценка интенсивности возможных выбросов будет получена в статистической форме, где расчетные интенсивности выбросов сопряжены с условными вероятностями их реализации. При необходимости по этим данным могут быть рассчитаны диапазоны возможных значений и получены усредненные значения.

Продолжительность выброса является вторым важным показателем, определяющим

объем выброса. Расчетные оценки продолжительности выбросов, полученные обработкой базы данных SINTEF [12], показаны на рис. 8.

Согласно рис. 8 контроль над скважиной устанавливается быстрее при выбросах на морской установке, чем при подводных выбросах. За первые сутки удается прекратить около 30 % выбросов на буровой, а такой же эффект применительно к подводным выбросам может быть получен только за 5–7 сут. К исходу 10 суток можно ожидать прекращения около 85 % выбросов на буровой и примерно 50 % подводных выбросов. За 3 сут (норматив для определения максимальных расчетных разливов нефти при авариях на скважинах [1]) фонтанирование прекращалось или было прекращено в 63 % случаев выбросов на платформах и в 17 % случаев подводных выбросов.

Статистическая оценка объема выбросов получается умножением ранее полученных интенсивностей и частот выбросов по сценариям на соответствующие продолжительности и частоты их превышения. Результат может быть представлен в виде так называемой диаграммы Фармера, показывающей частоты превышения заданных объемов выбросов. Эти оценки имеют консервативный характер, так как расчет предполагает постоянную интенсивность выброса в течение всего периода его «жизни». К сожалению, попытки учета снижения интенсивности выброса за счет введения поправочных коэффициентов для более

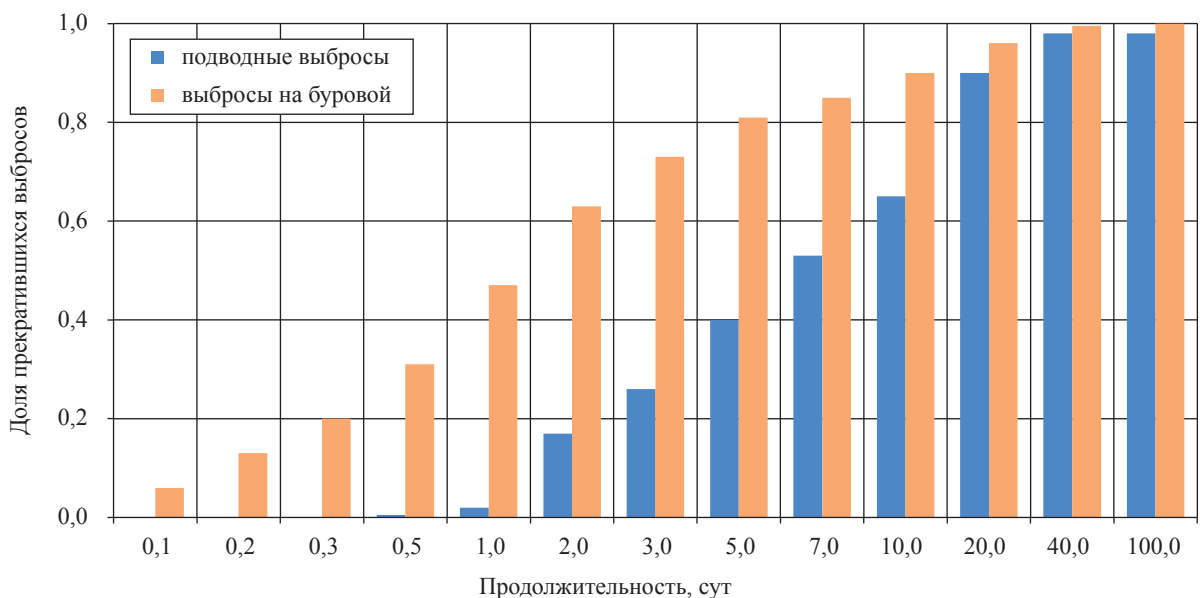


Рис. 8. Расчетные оценки времени восстановления контроля над скважиной

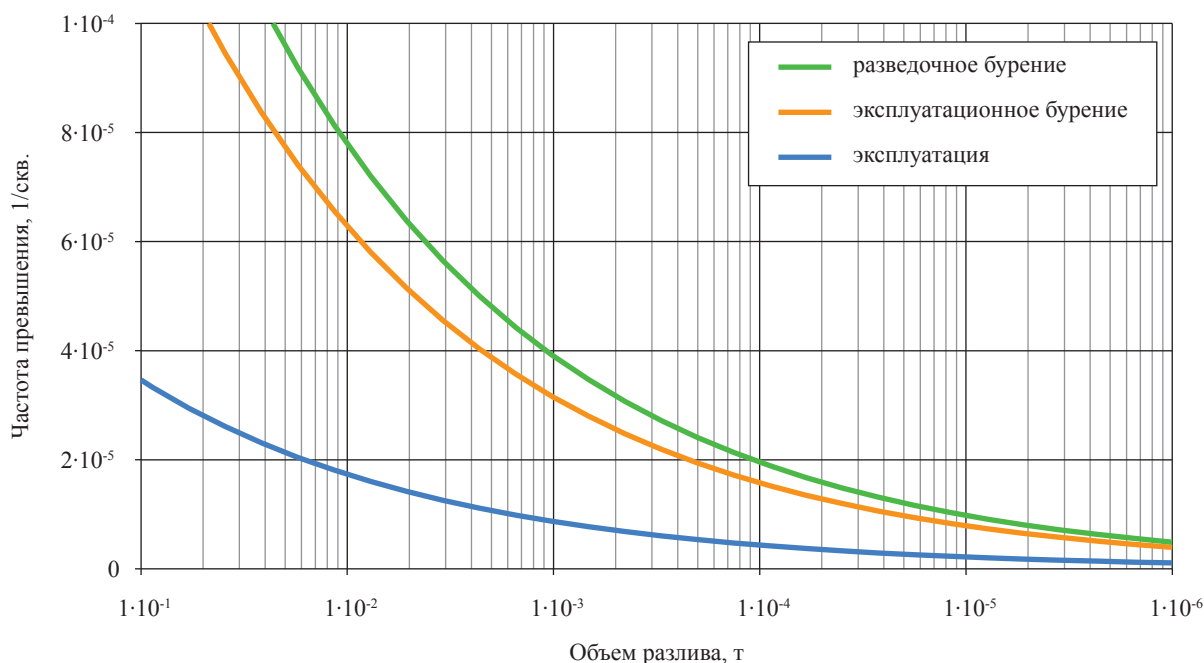


Рис. 9. Статистическая аппроксимация объемов выбросов из скважин

продолжительных выбросов не нашли достаточного статистического обоснования.

При отсутствии возможности учета отдельных сценариев аварий для оценки выбросов может быть применен альтернативный «валовой» подход норвежского Независимого классификационного и сертификационного общества DNV (норв. Det Norske Veritas), основанный на обобщении статистики объемов выбросов с получением зависимости между объемом и частотой выбросов [13], когда для практических расчетов определяются зависимости условных частот превышения разлива от объемов выброса с учетом вида работ на скважинах (рис. 9):

- для поисково-разведочного бурения $F(Q) = 3,1 \times 10^{-4} \times Q^{-0,3}$ 1/скв.;

- эксплуатационного бурения $F(Q) = 2,5 \times 10^{-4} \times Q^{-0,3}$ 1/скв.;

- эксплуатации $F(Q) = 6,9 \times 10^{-5} \times Q^{-0,3}$ 1/(скв.×год),

где Q – объем выброса, т; $F(Q)$ – условная частота превышения разлива объемом Q в соответствующих единицах.

Фактически этот подход сводится к аппроксимации имеющегося статистического материала. Его использование значительно упрощает расчеты, но не позволяет учесть особенности конкретных проектов и видов работ.

Множители в этих формулах равны величинам $F(1)$, т.е. соответствуют частотам выбросов объемом более 1 т, которые были приняты DNV по данным OGP на 2010 г. Обобщая данную методику, расчетные формулы можно записать в виде

$$F(Q) = F(1) \times Q^{-0,3}$$

и применять их для отдельных видов работ, выбирая значения $F(1)$ соответствующим образом. Отметим, что применительно к аварии на скважине Macondo, когда выброс нефти составил 670 тыс. т, $Q^{-0,3} = 0,018 = 1/55$, т.е. объем одного из 55 выбросов, превысивших 1 т, теоретически мог превосходить объем, имевший место в этом случае.

В Российской Федерации при обновлении нормативной документации [1] способы расчета максимально возможных разливов нефти для выбросов из скважин заданы не были, их отнесли к расчетам в проектной документации. Настоящая публикация является попыткой обобщить имеющиеся исходные данные и дать практические инженерные основы для таких расчетов с использованием элементов анализа риска.

Список литературы

1. Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации / Утв. Постановлением Правительства РФ от 14.11.2014 г. № 1189.
2. Журавель В.И. Аварийность на морских скважинах. Современное состояние количественной оценки рисков возможных выбросов / В.И. Журавель, И.В. Журавель // Oil and Gas Journal Russia. – 2013. – № 12.
3. Holland P. Deepwater Kicks and BOP Performance: SINTEF report STF38 A01419 / P. Holland. – Trondheim, Norway: SINTEF-MMS, 2001.
4. OREDA Offshore Reliability Data Handbook 2015. V. 2: Subsea Equipment. – 6th ed. – Trondheim, Norway: SINTEF-NTNU, 2015.
5. QRA Data Directory. Blowout Frequencies. – Brussels; London: International Association of Oil&Gas Producers (OGP), 2010.
6. Nichol J.R. Risk Assessment of Temporarily Abandoned or Shut-in Wells: final report for MMS / J.R. Nichol, S.N. Kariyawasam. – Edmonton, Alberta, Canada: C-FER Technologies, 2000.
7. Миронюк С.Г. Газонасыщенные морские грунты и естественные газовыделения углеводородов: закономерности распространения и опасность для инженерных сооружений / С.Г. Миронюк, В.П. Отто // Геориск. – 2014. – № 2.
8. Holland P. Offshore blowouts: causes and control / P. Holland. – Houston, TX: Gulf Publishing Co., 1997.
9. Risk Assessment directory. Blowout frequencies: OGP Report 434-2. – Brussels; London: International Association of Oil&Gas Producers (OGP), 2010.
10. Малеванский В.Д. Гидродинамические расчеты режимов глушения фонтанов в нефтяных и газовых скважинах / В.Д. Малеванский, Е.В. Шеберстов. – М.: Недра, 1990.
11. СТО Газпром 2-2.3-400-2009. Методика анализа риска для опасных производственных объектов газодобывающих предприятий ОАО «Газпром».
12. Jodestol K.A. Achieving an industry standard in the assessment of environmental risk: oil spill risk management and the MIRA method / K.A. Jodestol et.al. // Proc. Of Int. Oil Spill Conference. – 2001.
13. Assessment of the risk of pollution from marine oil spills in Australian ports and waters: report for Australian maritime safety authority. – London: Det Norske Veritas Ltd., 2011.