

УДК 622.248.5

## ТЕХНОЛОГИЯ ЛИКВИДАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ФОНТАНОВ НА АНАСТАСИЕВСКО-ТРОИЦКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

### TECHNOLOGY OF LIQUIDATION OF OIL AND GAS FOUNTAINS ON THE ANASTASIEVSKO-TROITSKOYE FIELD

**Морозов Роман Викторович**

мастер по добыче нефти,  
газа и газового конденсата,  
ООО «РН - Краснодарнефтегаз»  
r.morozov.111@gmail.com

**Аннотация.** В статье рассмотрена ликвидация газопроявления на скважине № 551 Анастасиевско-Троицкого месторождения. Приведены геолого-технологические причины возникновения аварийного фонтанирования скважин. Описано поступление газа в скважину при бурении, причины поступления газа в скважину и фильтрация газа в скважину, а также механизм поступления газа в скважину. Показана классификация аварийных фонтанов и основные методы ликвидации аварийных фонтанов.

**Ключевые слова:** поступление газа в скважину при бурении; причины поступления газа в скважину; фильтрация газа в скважину; механизм поступления газа в скважину; осмотические перетоки в скважине; контракционный эффект глинистого раствора; классификация аварийных фонтанов.

**Morozov Roman Viktorovich**

Master of oil, gas and gas condensate,  
LLC «Rosneft - Krasnodarneftegas»  
r.morozov.111@gmail.com

**Annotation.** The article discusses the elimination of gas shows at the well № 551 on the Anastasievsko-Troitskoye field. The geological and technological reasons for the occurrence of emergency well flow are given. Describes the flow of gas into the well during drilling, the causes of gas flow into the well and gas filtration into the well, as well as the mechanism of gas flow into the well. The classification of emergency fountains and the main methods of emergency fountains liquidation are shown.

**Keywords:** flow of gas into the well during drilling; causes of gas in the well; gas filtration into the well; mechanism of gas in the well; osmotic flows in the well; contraction effect of the mud; classification of emergency fountains.

#### Геолого-технологические причины возникновения аварийного фонтанирования скважин

Основной причиной нефтегазопроявлений при строительстве скважин, в дальнейшем перерастающих в аварийное фонтанирование, является внезапное или постепенное снижение противодавления на продуктивный пласт, создаваемого весом столба промывочной жидкости в скважине, технологически необходимая величина которого определяется по зависимости:

$$P_{раб} = C \cdot \frac{H \cdot \gamma}{10},$$

где  $P_{раб}$  – гидростатическое давление столба промывочной жидкости на пласт, кгс/см<sup>2</sup>;  $H$  – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м;  $\gamma$  – удельный вес промывочной жидкости, кгс/см<sup>3</sup>;  $C$  – коэффициент запаса, обеспечивающий оптимальное превышение гидростатического давления столба промывочной жидкости  $P_{раб}$  над пластовым давлением  $P_{пл}$  (принимается в зависимости от глубины и категории скважины, равный 1,05–1,15).

При  $P_{пл} > P_{раб}$  в скважине начинается газонефтепроявление.

Такая обстановка при бурении скважин может сложиться в результате:

- внезапного вскрытия скважиной газонефтесодержащего пласта с аномально высоким давлением, когда  $P_{пл} > P_{норм} = H \cdot 10^{-1}$ ;
- падения уровня промывочной жидкости в скважине из-за несвоевременного заполнения её при подъёме колонны буровых труб или поглощения промывочной жидкости хорошо проницаемым пластом, кавернами и трещиноватыми породами;

- резкого снижения давления на пласт из-за быстрого подъема колонны буровых труб из скважины (эффект поршневания);
- снижение удельного веса промывочной жидкости в связи с насыщением её пластовой нефтью или газом (подобное явление может иметь место при постановке нефтяных ванн в скважинах с целью освобождения прихваченной колонны буровых труб).

Начавшееся в таких условиях нефтегазопроявление в скважине переходит в аварийное фонтанирование при:

- отсутствии или неисправности противовыбросового оборудования на устье;
- неправильном использовании противовыбросового оборудования, приводящим к разрушению его герметизирующих элементов;
- нарушении герметичности обсадной колонны и цементного кольца за ней, приводящего к выбросу нефти и газа по забойному пространству.

### **Поступление газа в скважину при бурении**

При проникновении газа в промывочную жидкость её свойства существенно меняются. Вязкость и статическое напряжение сдвига глинистых растворов возрастают, что в значительной степени затрудняет проведение профилактических мероприятий по их дегазации. Поступление газа в скважину вызывает падение удельного веса промывочных жидкостей. Увеличивается разница удельных весов истинного и кажущегося, вследствие чего утяжеляют глинистые растворы, хотя это не вызывается технологическими и геологическими условиями и может привести к поглощению раствора с последующим снижением противодавления на пласты.

Следствием поступления газа в скважину может явиться перелив глинистого раствора с последующим выбросом и фонтанированием.

Газовые выбросы далеко не всегда могут быть замечены в своем развитии. Падение противодавления на пласт происходит постепенно, без видимых на устье скважины изменений, и после наступления «неустойчивого равновесия» возможен выброс с последующей работой пласта без противодавления.

В практике отмечены случаи газирования глинистого раствора во время остановок скважины без промывки в течение более 1 часа, также возникновения открытого фонтанирования скважин при подъеме и спуске колонны буровых труб. Газ в скважину может проникать в следующих случаях:

- при снижении противодавления на пласт ниже пластового;
- вместе с выбуренной породой;
- обусловленное физико-химическими процессами, происходящими на границах «глинистый раствор – глинистая корка», «глинистая корка – порода» и в самом глинистом растворе вследствие резкого изменения условий, в которых он находится.

### **Причины поступления газа в скважину**

#### *Недостаточное давление столба бурового раствора*

Главная функция бурового раствора – создание противодавления на вскрытые, насыщенные флюидами пласты геологического разреза, проходимого скважиной. Этому уделяется самое серьезное внимание на стадии проектирования буровых работ и непосредственно на практике. Однако в ряде случаев величина противодавления в скважине может оказаться ниже, чем это требуется для предотвращения притока газа или других флюидов. Недостаток давления столба бурового раствора может возникнуть в результате следующих причин:

- недостаточной плотности бурового раствора;
- возникновения поглощения глинистого раствора;
- пересечения скважиной тектонической трещины, сообщающейся с залегающим ниже газоносным пластом;
- несвоевременного долива скважины при подъеме буровой колонны.

Современные глубокие разведочные и поисковые скважины в своей нижней части вскрывают, как правило, слабо изученный, иногда совсем неизученный разрез

месторождения. Вместе с тем, опыт бурения показывает, что практически во всех нефтегазовых регионах, в глубокозалегающих горизонтах встречаются аномально высокие пластовые и поровые давления. При этом закономерности изменения пластовых давлений разнообразны как по простиранию, так и по мощности отложений. Нарастание пластового давления с увеличением глубины может происходить равномерно в плавном темпе или носить скачкообразный характер. Если постоянное изменение градиента пластового или порового давления может быть учтено и нейтрализовано путём периодической корректировки плотности бурового раствора, то при скачкообразном его изменении вполне возможно неожиданное проявление высоких пластовых давлений в процессе углубления скважины.

Вместе с тем, отмечается неравномерность распределения градиентов аномального давления и по площадям структур. Такие локальные проявления аномально высоких пластовых давлений связывают с гидродинамически ограниченными ловушками (тектонически и литологически ограниченными залежами). Также отмечается неравномерность, неожиданность проявлений аномально высоких пластовых давлений при разбуривании месторождений и индивидуальность их поведения даже в соседних близко расположенных скважинах.

Поглощения бурового раствора, согласно современным представлениям, обусловлены, с одной стороны, свойствами проходимых пород, а с другой – применяемой технологией бурения. Трещиноватые, кавернозные породы, породы с повышенной проницаемостью – потенциально поглощающие объекты. Однако для возникновения поглощения необходим перепад давления в скважине, под действием которого происходит движение жидкости в пласт. Этот перепад будет тем меньше, чем выше проницаемость, трещиноватость или кавернозность вскрытых отложений. Наряду с естественной трещиноватостью, причиной поглощения бурового раствора являются искусственные трещины, возникающие при гидравлическом разрыве пластов.

Причины повышения гидравлического давления в скважине:

- увеличение плотности бурового раствора вследствие его утяжеления при бурении зон газопроявлений или самопроизвольное его утяжеление в процессе бурения скважины;
- возрастание гидростатического давления при пуске насосов вследствие тиксотропного загустевания растворов;
- повышение гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве при сужении ствола скважины из-за коркообразования и образования корки и сальников на буровой колонне;
- повышение гидродинамического давления при спуске колонны буровых труб.
- проницаемость и пористость, кавернозность и трещиноватость горных пород, имеющих низкие (по сравнению с гидродинамическими) пластовые давления;
- проникновение подземных вод в сильно сжатые трещины и их расширение под действием капиллярных сил вплоть до образования каверн и каналов;
- гидравлический разрыв пластов под действием высоких гидродинамических давлений при выполнении различных операций во время бурения скважины.

Действующие в процессе бурения на стенки скважины дополнительные гидродинамические давления могут оказаться достаточными для расширения имеющихся в пласте трещин и образования новых. При этом жидкость, обладающая высокими структурно-механическими свойствами, может уходить в трещины под действием возникающего перепада давлений.

#### *Изменение давлений в скважине при спускоподъёмных операциях*

В процессе подъёма колонны буровых труб происходит снижение гидродинамического давления на стенки и забой скважины. Снижение давления обусловлено наличием сил внутреннего трения в жидкости, под влиянием которых при выполнении объёма, освобождающегося ниже поднимаемой колонны, в кольцевом пространстве скважины возникают гидравлические сопротивления. Наряду с потерями на трение, в кольцевом пространстве, вследствие неравномерности движения колонны буровых труб, передающегося жидкости, возникают и инерционные сопротивления. Общее

снижение давления представляет собой сумму гидравлических вязкостных и инерционных сопротивлений, хотя их относительная значимость меняется во времени как по величине, так и по знаку.

Давление в скважине уменьшается по всей длине движущейся колонны бурильных труб, изменяясь по линейному закону, от максимального значения у её нижнего конца до нуля у устья скважины. В местах установки долота, центраторов и других элементов оборудования низа колонны бурильных труб, являющихся местными сопротивлениями, наблюдается скачкообразное изменение гидродинамического давления. Наибольшее значение перепада давления, наблюдаемое у нижнего конца колонны бурильных труб, передаётся на забой и часть скважины ниже колонны бурильных труб. С увеличением глубины скважин колебания гидродинамического давления при спуско-подъёмных операциях увеличиваются. В глубоких и сверхглубоких скважинах эти колебания достигают величин, опасных как для прочности пород, так и для возникновения проявлений, в связи с чем принимаются специальные меры для их снижения. В процессе спуска колонны бурильных труб перепады давления увеличиваются пропорционально нарастающей длине колонны труб в скважине. С включением гидродинамического тормоза темп прироста размаха колебаний давления замедляется. Включение бурового насоса для восстановления циркуляции в скважине вызывает скачок давления. Величина его зависит от плавности запуска буровых насосов, глубины скважины, тиксотропности бурового раствора и других его показателей. В процессе бурения давление на забое увеличивается в результате появления в восходящем потоке бурового раствора частиц выбуренного шлама, утяжеляющего раствор. После промывки скважины на забое восстанавливается нормальное давление циркуляции. При наращивании колонны бурильных труб в скважине наблюдаются резкие колебания давления. Снижение гидродинамического давления во время подъёма колонны бурильных труб зависит от их длины и скорости их подъёма. Переход на более высокую скорость подъёма (с первой на вторую и со второй на третью) увеличивает колебания давления на забое скважины до первоначального его значения, хотя длина колонны бурильных труб значительно уменьшилась. Динамическое напряжение сдвига оказывает весьма существенное влияние на величину снижения гидродинамического давления. Следовательно, можно достаточно эффективно регулировать колебания давления на забое в случае такой необходимости. Именно влиянием предельного напряжения сдвига можно объяснить часто возникающие проявления и выбросы при бурении на вязких, слаботекущих утяжелённых растворах, применяемых часто в условиях аномально высокого пластового давления. В буровой практике накоплено немало подобных примеров.

#### *Поступление газа в скважину вместе с выбуренной породой*

Газ, помимо продуктивных газоносных пластов, может содержаться в глинистых породах переходных зон и в приуроченных к этим зонам песчаных пропластках или линзах, образующих локальные залежи. В процессе разбуривания газосодержащих отложений буровой раствор насыщается газом, поступающим из выбуренной породы, вне зависимости от соотношения порового и забойного давлений. В слабопроницаемых породах в буровой раствор поступает практически весь газ, находящийся в выбуренном объёме. В хорошо проницаемых породах часть газа может оттесняться от забоя в результате опережающей фильтрации бурового раствора или его жидкой фазы (фильтрата). Количество газа, поступающего в буровой раствор из выбуренной породы в случае полного его перехода, можно определить по следующей формуле:

$$Q = \frac{\pi \cdot D_{\text{дол}}^2 \cdot V \cdot m \cdot \beta \cdot \eta \cdot p_{\text{пл}} \cdot T_0}{400 \cdot z \cdot p_0 \cdot T_{\text{пл}}},$$

где  $Q$  – объёмный расход газа при атмосферном давлении, м<sup>3</sup>/ч;  $D_{\text{дол}}$  – диаметр долота, м;  $V$  – механическая скорость бурения, м/ч;  $m$  – пористость горной породы, %;  $\beta$  – коэффициент газонасыщенности породы;  $\eta$  – коэффициент газоотдачи ( $\eta = 0,9$ );  $p_{\text{пл}}$  и  $p_0$  – соответственно пластовое и атмосферное давления, МПа;  $T_{\text{пл}}$  и  $T_0$  – соответственно температура в пласте и буровом растворе на устье;  $z$  – коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях.

Концентрация газа в буровом растворе в этом случае будет определяться скоростью проходки и величиной подачи насосов.

При большом количестве газа в восходящем потоке бурового раствора возможна его сепарация, особенно вследствие бурного расширения его в верхней части скважины и образования газовых пробок. В результате могут наблюдаться подбрасывание или перелив бурового раствора из скважины, что опасно, поскольку дальнейшее развитие этих процессов может привести к появлению притока газа из пласта.

#### *Блокирующие зоны*

Для выявления возможности поступления газа (а также любого флюида) из пласта необходимо иметь представление о блокирующих зонах, которые возникают в коллекторах под действием различных факторов.

Блокирующие зоны в коллекторах образуются в результате проникновения в пласты глинистого или цементного растворов (по трещинам) и их фильтратов.

Во время вскрытия пластов вода (при бурении с промывкой водой) проникает в них и создаёт зону пониженной проницаемости – блокирующую зону. Снижение проницаемости при этом можно объяснить следующим:

- 1) набуханием глинистого материала, содержащегося в коллекторе;
- 2) удержанием в пористой среде воды, проникшей в пласт;
- 3) засорением пор частицами породы в результате суффозии;
- 4) образованием и выпадением нерастворимых осадков в порах продуктивного горизонта вследствие взаимодействия воды, проникшей в пласт, со связанной высокоминерализованной водой;
- 5) смешением воды, проникшей в пласт, с нефтью пласта с последующим образованием водонефтяных эмульсий, которые в некоторых случаях могут также снижать проницаемость пластов и др.

Если в качестве промывочной жидкости применяется глинистый раствор, то проницаемость может снижаться ещё в большей степени. Во-первых, фильтрат раствора является более сложным, химически обработанным агентом; во-вторых, он несёт мельчайшие частицы глины. Собственно глинистый раствор также может проникать глубоко в пласт по трещинам или каналам.

В значительной мере снижению проницаемости пластов способствует и фильтрат цементного раствора, содержащий достаточное количество  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  и других соединений, являющихся продуктами гидратации цемента. Попадая в пласт, они при известных условиях способны затвердеть в камень. При попадании цементного раствора по трещинам в пласт последний цементируется.

Влияние воды на снижение проницаемости призабойной зоны характерно прослеживается во время вскрытия нефтяных пластов, где в результате эксплуатации пластовые давления значительно снижены.

#### *Поступление газа (и других флюидов) в скважину вследствие диффузии*

Весьма часто насыщение глинистого раствора газом связывается с его диффузией. Диффузия, являясь одной из форм массопереноса, заключается в проникновении молекул одного вещества в массу или через массу другого вещества. В скважине процесс диффузии газа протекает в направлении из пласта через глинистую корку в жидкость – буровой раствор, т.е. происходит диффузия второго вида по схеме газ → жидкость, т.е. в среду, где его концентрация меньше или равна нулю.

Диффузия происходит даже в том случае, когда противодавление столба глинистого раствора больше давления газа в пласте. Перемещение газа под давлением разности концентраций называют диффузионным потоком газа. Диффузионный поток способствует выравниванию концентраций, т.е. уменьшению разности концентраций, которая вызывала этот поток. Диффузия, приводящая к выравниванию концентраций газа при соприкосновении с глинистым раствором (коркой), т.е. приводящая к изменению разностей концентраций, называется нестационарной диффузией.

Движущей силой диффузии является перепад парциальных давлений, т.е. различие в содержании данного вещества (газа, нефти) в пласте и за его пределами.

В общем случае насыщенный газом пласт глинизируется. На его поверхности отлагается глинистая корка определённой толщины и с определёнными свойствами.

На некоторой глубине в пласте накапливается флюид глинистого раствора, который, создавая блокирующие зоны, препятствует прохождению газа к скважине. На прохождение газа к глинистому раствору в скважине потребуется больше времени, чем в случае только что вскрытого пласта (возникает блокировка флюида).

Этот процесс самопроизвольный и не зависит от давления контактирующих веществ, поскольку основной его причиной является движение молекул.

Диффузия в каком-либо направлении обусловлена наличием градиента концентрации данного вещества в этом направлении. Если концентрация одного вещества в другом неодинакова, то диффузия молекул будет стремиться выровнять эту концентрацию.

К более серьезным последствиям может привести диффузия при наличии в газе сероводорода и углекислого газа, что часто наблюдается в залежах, вскрываемых глубокими скважинами. Растворимость сероводорода в воде, а, следовательно, и в глинистом растворе в десятки раз выше, чем метана. Поэтому во много раз будет выше и интенсивность диффузионного потока сероводорода в скважину.

Опасность диффузии сероводорода в буровой раствор даже в небольших количествах заключена в его токсических и коррозионных свойствах. Агрессивное воздействие сероводорода на металл приводит к быстрому снижению его прочности (он становится более ломким), а также к авариям с бурильными трубами и буровым оборудованием.

### Фильтрация газа в скважину

Её проявление возможно только при понижении гидростатического давления бурового раствора в скважине до значений более низких, чем в пласте. В таком случае движение газа должно подчиняться закону Дарси:

$$Q = K \cdot F \cdot \frac{P_1 - P_2}{2 \cdot \mu \cdot h} \cdot t,$$

где  $Q$  – количество фильтрующегося в скважину газа в течение времени  $t$  через поверхность  $F$ ;  $K$  – коэффициент газопроницаемости породы;  $P_1$  и  $P_2$  – давление соответственно в пласте и в скважине;  $\mu$  – вязкость газа;  $h$  – толщина слоя, через который диффундирует газ.

Фильтрация дисперсионной среды наблюдается как во время покоя бурового раствора, так и в процессе его циркуляции. Для анализа причин газопроявлений интерес представляет первый случай (буровой раствор в покое).

При отфильтровывании свободной жидкой фазы в окружающие породы уменьшается не только объём бурового раствора в скважине, но и его масса. Наиболее значительная фильтрация происходит в интервале залегания проницаемых пород с хорошими коллекторскими свойствами. Практически поступает вода в окружающие породы на всём протяжении открытой части ствола скважины, не исключая и глинистые породы, о чём свидетельствует их набухание с течением времени.

Если толщина глинистой корки изменяется со временем, то скорость фильтрации бурового раствора в покое можно определить по формуле:

$$V = a \cdot t^{1/2},$$

где  $a$  – коэффициент, учитывающий свойства фильтрационной корки и вязкость дисперсионной среды.

Обычно с течением времени в результате механической коагуляции пристволенной части пласта фильтрация уменьшается. Фильтрация дисперсионной среды уменьшает объём бурового раствора в скважине, что приводит к структурообразованию и создаёт условия для его зависания. В результате снижается гидростатическое давление бурового раствора в скважине.

### Фильтрационное замещение

Снижение давления в интервале залегания проницаемых газонасыщенных пород ниже пластового приводит к появлению притока газа из пласта, так как одновременно вследствие фильтрации уменьшается и объём жидкости в скважине. Приток га-

за при этом продолжается до восполнения отфильтрованного объёма жидкости, после чего давления в пласте и в скважине выравниваются. Дальнейшая фильтрация в пласт вызывает новое снижение давления в скважине и приток газа. Практически оба эти процесса отфильтровывания и притока газа осуществляются непрерывно и одновременно. Происходит фильтрационное замещение некоторого объёма дисперсионной среды бурового раствора в скважине газом.

Упрощённо схему перетоков в системе «пласт – скважина» при фильтрационном замещении можно представить следующим образом. Каждый пласт, вскрываемый скважиной, имеет неодинаковую фазовую проницаемость по мощности. На участках лучшей проницаемости наблюдается преимущественное движение, т.е. переток в соответствующем направлении. Так, на участке лучшей фазовой проницаемости для воды наблюдается фильтрация дисперсионной среды в пласт. Там, где проницаемость лучше для газа, происходит поступление его в скважину. Количество газа, поступающего в скважину при фильтрационном замещении, может оказаться довольно значительным. Предположим, что замещение происходит на глубине 4000 м в скважине диаметром 190 мм, заполненной буровым раствором плотностью 1,72 г/см<sup>3</sup>, а бурильные трубы подняты. Если при этом замещается 10 % объёма бурового раствора за счёт фильтрации, то в скважину поступит 2,82 л газа на каждый метр пласта. В кольцевом пространстве после спуска 114 мм бурильных труб это количество газа образует цилиндр высотой 0,155 м. Столб раствора, который может быть выброшен во время циркуляции этим газом, можно определить по формуле:

$$h = \sqrt{L_1 \cdot \left( L_p + \frac{P_0}{\rho \cdot g} \right)} - \frac{P_0}{\rho \cdot g},$$

где  $L_1$  – высота столба газа на забое;  $L_p$  – высота столба раствора над газом перед началом циркуляции;  $P_0$  – давление на устье скважины;  $\rho$  – плотность бурового раствора.

По этой формуле находим высоту выбрасываемого раствора – она приблизительно составляет 20 м.

Снижение уровня в скважине с учётом объёма газа составит 40 м, а снижение забойного давления около 0,7 МПа. При мощности пласта 10 м снижение давления на забое будет равно 7 МПа.

### Осмоз и осмотические перетоки в скважине

Осмоз представляет собой процесс самопроизвольного перехода растворителя в раствор через разделяющую их полупроницаемую перегородку. При этом растворитель может проникать через такую перегородку в обе стороны, но скорость его прохождения в раствор будет больше, чем в обратном направлении. Переток чистого растворителя в раствор продолжается до установления динамического равновесия, когда процесс стабилизируется, т.е. скорости прохождения растворителя в обоих направлениях выравниваются. В результате стабилизации процесса в растворе возникает добавочное гидростатическое давление, называемое осмотическим и служащее количественной характеристикой явления осмоса. Величина осмотического давления изменяется прямо пропорционально концентрации растворённого вещества и абсолютной температуре:

$$P = c \cdot R \cdot T,$$

где  $c$  – концентрация растворённого вещества в растворе;  $R$  – универсальная газовая постоянная;  $T$  – абсолютная температура.

Если полупроницаемая перегородка разделяет растворы с разной концентрацией растворённого вещества, то результирующее осмотическое давление будет равно разности индивидуальных осмотических давлений для каждого раствора. В условиях скважин полупроницаемой перегородкой может служить глинистая корка на проницаемых породах или граничные гидратированные плёнки глинистых пород.

Осмотические перетоки по своему действию на состояние системы «скважина – пласт» аналогичны фильтрации дисперсионной среды, рассмотренной ранее. Так же как и фильтрация, осмос вызывает уменьшение объёма и массы покоящегося бурового раствора в скважине, его загустевание. Всё это приводит к разгрузке определённой части гидростатического давления на ограничивающие поверхности и появлению притока газа в результате местного снижения давления.

Осмос может стать и непосредственной причиной газопроявления, если имеет место переток из водонасыщенного пласта в скважину. Пластовые воды часто содержат растворённый газ. Газ, поступивший вместе с водой в скважину при снижении давления в процессе циркуляции, переходит в свободное состояние и вызывает газирование бурового раствора. Кроме химического осмоса, возможно возникновение электроосмотического массопереноса под влиянием естественного электрического поля скважины. Установлено, что фильтрационный поток дисперсионной среды под влиянием естественного электрического поля, вызванного самопроизвольно возникающей электродвижущей силой, может возрасти или уменьшиться в 1,2–2,0 раза в зависимости от знака возникающего заряда на разных сторонах глинистой корки.

### **Поступление флюида в скважину за счёт капиллярного противотока**

При соприкосновении двух несмешивающихся жидкостей вследствие искривления поверхности менисков на разделе фаз возникает капиллярное давление, направленное в сторону менее смачиваемой жидкости. В связи с тем, что продуктивные песчаные пласты в большинстве своём гидрофильны, капиллярные давления в них направлены в сторону нефти. Поэтому вследствие микронеоднородности (различные диаметры каналов) продуктивных пластов роль капиллярных сил в нефтепроявлениях в процессе бурения сильно увеличивается.

При соприкосновении глинистого раствора с нефтенасыщенной пористой средой в неодинаковых по величине поровых каналах возникает различное давление. В меньших поровых каналах диаметром до 1 мкм капиллярное давление более высокое и может достигнуть 1,0–1,2 кгс/см<sup>2</sup>. В более крупных (диаметром 10–12 мкм) оно не будет превышать 0,1–0,2 кгс/см<sup>2</sup>, в результате чего между различными поровыми каналами появится перепад давления, который в зависимости от степени микронеоднородности может достигать 0,5–1,0 кгс/см<sup>2</sup>. Для оттеснения нефти от ствола скважины под избыточным гидростатическим давлением, создаваемым столбом глинистого раствора, градиент давления при внедрении фильтрата в пласт будет незначительным (всего 0,002 кг/см<sup>2</sup> на 1 см при перепаде давления 40 кг/см<sup>2</sup>); тогда как для внедрения фильтрата раствора в пласт под действием разности капиллярных давлений достаточно преодолеть сопротивление пласта длиной от 1 мкм до 1 м. Поэтому градиент давления между различными поровыми каналами при небольшой величине перепада 0,5–1,0 кг/см<sup>2</sup> превысит 0,05–0,10 кг/см<sup>2</sup>, т.е. в 20–50 раз выше градиента вдоль напластования от гидростатического перепада давления (под действием капиллярных сил). Это обосновывает возможность внедрения фильтрата глинистого раствора в каналы меньшего диаметра с вытеснением из них нефти в более крупные, а по ним – в скважину. Явление притока нефти из пласта в скважину и внедрение фильтрата (воды) из неё в пласт за счёт предполагаемой разности капиллярных давлений называется капиллярным замещением нефти водой.

В местах, где практически перестают действовать капиллярные силы (каналы повышенного диаметра), фильтрат продавливается под действием избыточного давления столба глинистого раствора до мест, где вновь воздействуют капиллярные силы и т.д. Приток нефти из пласта, а воды из скважины в пласт при превышении давления над пластовым обуславливается совместным проявлением капиллярных сил и гидростатического давления, причём приток нефти в скважину происходит непрерывно; процесс замедляется во времени.

### **Механизм поступления газа в скважину**

Пусть в начальный момент времени перепад давления определяется превышением давления столба жидкости над пластовым. Предположим, что отфильтровывание



происходит из некоторого объема промывочной жидкости, величина которого достаточно мала, а предельное статическое напряжение сдвига обуславливает удержание вышерасположенного столба промывочной жидкости.

Изменение объема промывочной жидкости под действием давления невелико. Коэффициент объемного сжатия для жидкостей определяется формулой:

$$\beta_p = \frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta p}.$$

При полном «зависании» столба жидкости над рассматриваемым объемом и вследствие малой сжимаемости её незначительное отфильтровывание воды приведёт к исчезновению первоначального напряжённого состояния в этом объеме и уменьшит перепад давления, а, следовательно, и водоотдачу до нуля. Так, согласно формуле, при перепаде давления в 25 кг/см<sup>2</sup> необходимо отфильтровать лишь около 0,1 % от рассматриваемого объема жидкости для того, чтобы не происходила фильтрация и, следовательно, не образовывалась корка на стенках скважины. Для растворов, предельный статический сдвиг которых при данной конструкции скважины обеспечивает лишь частичное зависание столба промывочной жидкости, перепад давления будет постепенно уменьшаться от максимальной величины до гидростатической. При гидростатической величине давления столб промывочной жидкости сдвинется вниз и практически полностью восстановит первоначальный перепад давления, так как потеря незначительной части отфильтровавшейся жидкости мало будет влиять на изменение высоты столба раствора. Следовательно, в описанных условиях водоотдача в пласт происходит под действием переменного перепада давления.

Фильтрат глинистого раствора, попав в пласт, стремится под действием сил гравитации переместиться к его подошве. Газ, находясь выше, проникает в зону пониженного давления из верхней части пласта. Скорость поступления газа зависит от ряда факторов, влияющих на статическое напряжение сдвига, водоотдачу раствора, проницаемость пласта, его давление и т.д.

Если под действием перепада давления вместо скоагулировавшейся корки при замене глинистых растворов возникает новая, то при условии «зависания» раствора и, следовательно, быстрого прекращения фильтрации места разрыва первоначальной корки могут заполняться дисперсионной средой, выделившейся в результате синерезиса, и служить каналом для проникновения газа в скважину и в вышележащие пласты.

Приток минерализованной жидкости в скважину в результате возникновения отрицательного перепада давления также может служить причиной коагуляции глинистой корки и образования каналов.

Учитывая особенности фильтрации в статических условиях и возникновения притока газа в скважину, одним из мероприятий по профилактике газопроявлений является использование буровых растворов с малой водоотдачей в широком интервале температур.

### **Контракция и контракционный эффект глинистого раствора**

Контракция свойственна многим твёрдым телам в водной среде и сопровождается сокращением суммарного объема смешиваемых веществ. Явление контракции в системе «глина – вода» обусловлено протеканием сорбционных процессов и определяется свойствами адсорбционно связанной воды. Часть воды при взаимодействии с глиной связывается на поверхности глинистых частиц молекулярными силами и приобретает повышенную плотность. Плотность воды в адсорбционном слое находится в пределах 1,3–2,4 г/см<sup>3</sup>. В результате адсорбирования части воды объем её в системе, а, следовательно, и общий объем системы уменьшаются.

Установлено, что уменьшение суммарного объема системы вследствие перехода части свободной воды в связанное состояние может быть значительным.

Явление контракции может происходить во время покоя и при движении жидкости, в то время как уменьшение объема раствора в связи со структурообразованием наблюдается только в покоящейся жидкости.

Контракция протекает только в свежеприготовленных растворах или при добавлении свежей глины. Со стабилизацией свойств бурового раствора явление контракции затухает. Время, необходимое для стабилизации свойств бурового раствора после добавления в него бентонитовой глины, оценивается продолжительностью нескольких циклов циркуляции, т.е. контракция является довольно длительным процессом.

Контракционный эффект может наблюдаться и в приствольной части только что разбуренных глинистых отложений вследствие дополнительной адсорбции воды из бурового раствора стенками скважины.

Процессы перехода из золя в гель (контракция) не могут быть причиной поступления газа в ствол бурящейся скважины, так как в результате этого масса бурового раствора в скважине не изменяется, а, следовательно, не меняется и статическое давление столба жидкости. Однако буровой раствор как коллоидно-дисперсная система обладает свойством адгезии и имеет способность к структурообразованию.

В скважине образование структуры происходит в пространстве, ограниченном поверхностями с очень большим отношением продольных размеров к поперечным. Связываясь адгезионными силами с ограничивающими поверхностями, образовавшаяся структура препятствует развитию деформаций сдвига в столбе жидкости под действием сил тяжести в результате изменения её объёма. Происходит зависание бурового раствора или разгрузка части его массы.

Рассмотрим возможные последствия контракции, если предположить, что структура раствора позволяет ему «зависнуть».

#### *Стенки скважины непроницаемы*

Уменьшение объёма глинистого раствора приводит к снижению давления в рассматриваемом элементе.

Образовавшееся пространство может заполняться за счёт:

- 1) деформации стенок скважины;
- 2) отфильтровывания из верхних слоёв глинистого раствора свободной воды;
- 3) смещения вниз всего столба глинистого раствора.

В общем случае все процессы могут происходить одновременно и при определённых условиях приводить к осложнениям. Однако наиболее частым является третий случай. При смещении столба раствора вниз вследствие его неоднородности и наличия структуры возможны местные изменения противодействия по стволу, также приводящие к осыпям и газоводопроявлениям.

Деформация стенок может привести к сужению ствола, обвалам и прихвату колонны бурильных труб. Следует отметить, что даже частичное уменьшение противодействия на стенку скважины вследствие контракционного эффекта во время остановки циркуляции и создания прежней величины противодействия при промывке (т.е. пульсации давления) отрицательно влияют на устойчивость стенок скважины.

#### *Стенки скважины проницаемы*

«Зависание» раствора в скважине (хотя бы частичное) и уменьшение объёма глинистого раствора в результате контракции приведут к изменению перепада давления между скважиной и пластом. В результате водоотдача раствора в пласт может вначале уменьшиться до нуля, а затем возникнут условия для проникновения в скважину пластовых вод и газа. В этих условиях на стенках скважины не сможет образовываться новая глинистая корка, имеющая важное значение для укрепления стенок и предотвращения межпластовых перетоков.

Кроме того, в результате проникновения в скважину минерализованных пластовых вод может быть нарушена вследствие коагуляции ранее сформированная глинистая корка.

#### *Поступление газа в скважину при креплении стенок скважины*

Газопроявления, возникающие при креплении скважин, остаются серьёзным видом осложнений. Изучение причин, способствующих возникновению газопроявлений в скважинах при цементировании обсадных колонн, и разработка условий, необходимых для их предотвращения по ряду различных нефтегазовых районов, позволили наметить классификацию факторов, приводящих к газопроявлениям.

Для возникновения и развития газопроявления необходимы два условия:

- 1) наличие перепада давления;
- 2) образование канала, по которому возможно движение газа (или другого флюида).

В скважине сила сцепления металла труб и пород стенок скважины с цементным камнем в большинстве случаев равна нулю. Причиной тому является наличие глинистой корки или слоя глинистого раствора между ними.

### **Седиментационные процессы в скважине**

Седиментационные процессы в цементном растворе и их влияние на возможность газопроявлений могут рассматриваться, исходя из следующих условий:

- возможности происхождения седиментационных процессов в конкретных реальных условиях при строительстве скважин;
- снижения гидростатического давления в скважине на пласт в процессе формирования цементного камня за обсадной колонной до значений ниже пластового;
- возникновения и формирования каналов в процессе формирования цементного камня за обсадной колонной в затрубном пространстве.

Если седиментационные процессы могут проходить по глубине скважины, то возможно понижение давления на пласт до гидростатического в результате того, что активным составляющим в системе «цемент – вода» останется вода.

Водоотстой цементного раствора определяется рядом факторов, главными из которых являются водоцементное отношение, природа цемента, его водоудерживающая способность и др.

После окончания затворения возникает ранняя структура цементного раствора, имеющая незначительную прочность, что и является первым фактором, обуславливающим начало процесса образования каналов. Процесс начинается на контакте со стенкой скважины, обсадной колонны или глинистой корки, так как это наиболее слабые звенья структуры.

Нарушение целостности структуры происходит только там, где сила гравитации, действующая на цементное зерно, направлена внутрь цементного раствора и не происходит там, где сила гравитации направлена внутрь контактной среды или вдоль неё. В зависимости от величины ранней прочности структуры цементного раствора сдвиг зёрен вниз происходит вдоль контактной поверхности или под некоторым к ней углом. Из массы цементного раствора («из структурных ячеек») к поверхности контакта поступает жидкость. При этом устанавливается гидравлическая связь в горизонтальной плоскости между жидкостью, находившейся в ячейках, и жидкостью, поступившей к поверхности раздела, где образовались «бороздки».

Дальнейшее развитие процесса образования каналов зависит от количественного взаимоотношения, адсорбционно и химически связанной жидкости, и жидкости, находящейся в структурных ячейках. Обычно в рассматриваемых условиях создаётся такое взаимоотношение, при котором основная масса жидкости находится в ячейках. Силы отжатия жидкости из ячеек зависят от ряда факторов, в том числе и от гидростатического давления столба раствора, находящегося выше них. Поэтому в «бороздках» давление жидкости больше, чем в ячейках, находящихся выше «бороздок» в растворе, структура которого не была затронута нарушениями. В результате если давление жидкости в «бороздке» преодолевает прочность структурной сетки, отгораживающей её от выше расположенных ячеек, происходит прорыв отжатой жидкости в выше расположенные ячейки. В первое время скорость восходящих потоков из вершин «бороздок» не велика и поэтому потоки представляют собой движение чистой жидкости. Однако скорость потоков быстро возрастает, происходит разрушение прилегающей к потоку структуры раствора, что влечёт за собой обогащение жидкости цементными зёрнами. Через некоторое время весь восходящий поток представляет собой часть цементного раствора, который движется в основной массе цементного раствора, находящегося в статическом состоянии. Так как слабых мест в структуре много в ранний период её формирования, то отдельные потоки сливаются вместе, и в вертикальной плоскости

снизу доверху устанавливается восходящее движение сплошного потока цементного раствора. Следовательно, в цементном растворе устанавливается гидравлическая связь в вертикальном направлении, т.е. образуется канал.

Для скважин, вскрывающих отложения, имеющие большой этаж газоносности (при удовлетворительном замещении глинистого раствора цементным), герметичность цементного кольца за колонной на данном месторождении определяется следующими факторами:

- временем движения цементного раствора до окончания цементирования;
- временем остановок в процессе закачки и продавки цементного раствора;
- зенитным углом кривизны скважины в цементируемом участке;
- водоцементным отношением.

### **Изменение давления на пласт и флюид пласта при твердении цементного раствора**

Возникновение газопроявлений и фонтанов в процессе ожидания затвердения цемента часто объясняют снижением давления на пласт при загустевании и твердении тампонажного раствора. Цементный раствор практически не проникает в пористый пласт, фильтроваться может только вода раствора; цементный раствор проходит только в трещины и каналы.

Поэтому различают два вида давления: давление на скелет (каркас) пласта и давление на флюид. Эти давления будут различными в зависимости от времени ожидания затвердения цемента.

При заполненной глинистым раствором скважине давление определится высотой столба и удельным весом промывочной жидкости. Когда скважина заполнена глинистым или цементным раствором (коллоидным раствором или суспензией), активное давление передаётся на пласт (опору) и на флюид пласта. Пласт как опора воспринимает давление всей своей поверхностью и, естественно, чем выше взята рассматриваемая точка на его поверхности, тем ниже давление.

В случае замещения глинистого раствора цементным давлением изменяется (как правило, возрастает) вследствие того, что изменяется удельный вес столба жидкости:

$$P = p_1 + p_2 = \frac{1}{10} \cdot (h_1 \cdot \gamma_1 + h_2 \cdot \gamma_2), \text{ кг/см}^2.$$

Это давление на пласт и флюид пласта будет активным. Цементный скелет ещё не схватившегося раствора фильтрует через воду, создавая указанное активное давление. Флюид не сможет найти «каналов» в столбе жидкости для выхода и продвижения вверх. Проникновение газа ограничится диффузией его в жидкость.

Давление на скелет пласта остаётся почти постоянным, так как цементный раствор затвердевает практически без изменения объёма.

### **Формирование каналов в затрубном пространстве скважины в процессе твердения тампонажного раствора**

Изучение промысловых данных и результатов лабораторных исследований даёт возможность сделать вывод о наличии в скважине глинистой корки и языков глинистого раствора после окончания цементирования обсадной колонны.

Известно, что даже большая скорость восходящего потока не обеспечивает удаление всей глинистой корки со стенок скважины.

В практике работ предприятий по капитальному ремонту скважин наблюдается подъём цементного раствора, закачиваемого под давлением в затрубное пространство, где ранее произошёл прорыв верхних вод на высоту до 150–200 м и более. Это указывает на то, что в ряде случаев в зацементированном стволе скважины остаются каналы, заполненные глинистым раствором. В частности, характерным было состояние цементного кольца под муфтой трубы, где скапливались корка и остатки глинистого раствора, из-за которых цементный раствор в интервале, равном примерно половине длины муфты, обтекал трубу; толщина корки равнялась высоте выступа муфты над

телом трубы. На всей поверхности контакта «обсадная колонна – цемент» обнаружены плёнки и тонкие прослои начавшего загустевать глинистого раствора. При эксцентричном расположении колонны в общей массе цементного кольца было обнаружено линзовидное включение рыхлой смеси цемента и глинистого раствора. Поверхность стенок скважины была покрыта коркой глинистого раствора. Наличие включений глинистого раствора в затрубном пространстве после цементирования подтверждается теоретически и практически. В условиях скважины наличие каверн и эксцентричное расположение колонны способствуют образованию застойных зон, заполненных глинистым раствором.

Цементный раствор, обладая свойством контракции, развивает в процессе твердения на своей поверхности вакуум.

Твердеющий цементный раствор засасывает воду из контактирующих с ним глинистых корок, отлагающихся на стенках скважины после цементирования, языков и включений, зацементированных зон. Корка на контакте с цементным раствором обезвоживается, при этом образуется сеть каналов, по которым из пласта может двигаться газ. Обезвоживание корок и включений глинистого раствора происходит во всех случаях, так как развитие контракционного эффекта – неперенное свойство вяжущих. Вследствие обезвоживания языков промывочного раствора и глинистой корки за счёт процессов контракции возникают каналы, через которые после перфорации часто восстанавливается циркуляция промывочной жидкости.

### Классификация аварийных фонтанов

Открытые фонтаны значительно снижают скорость бурения скважин, наносят громадный материальный ущерб, приводят к большим потерям газа и нефти и истощению энергии пласта. Аварийно возникающие фонтаны, продолжающиеся длительное время, являются наиболее тяжёлыми видами аварий. Они часто являются следствием совершенно различных по своей природе явлений и несопоставимы по признаку и осложнённости. Чтобы предотвратить фонтан на скважине, необходимо определить его характерные начальные признаки, параметры и иметь чёткое представление о механизме его возникновения.

В специальной литературе предпринимались попытки дать объективную классификацию аварийно возникающих фонтанов.

Так, по виду выбрасываемой продукции аварийные фонтаны подразделяют на нефтяные, газовые, нефтегазовые, газонефтяные, водяные и газонефтеводяные.

Такое подразделение фонтанов носит чисто условный характер, так как оно не содержит в себе каких-либо объективных параметров. Например, чем отличается нефтегазовый фонтан от газонефтяного и, главное, как их различать на практике, когда, как правило, дебиты скважин по жидкой и газовой фазам меняются и могут быть оценены неточно. Кроме того, аварийный фонтан, особенно в начальной стадии действия, представляет собой нестабильный процесс. Нефтяной фонтан, например, может превратиться в газовый и наоборот.

По интенсивности притока продукции фонтаны делят на:

- 1) слабые, когда дебит скважины по газу не превышает 0,5 млн м<sup>3</sup>/сут., а по нефти – 100 м<sup>3</sup>/сут;
- 2) средние, когда дебит скважины по газу доходит до 1 млн м<sup>3</sup>/сут., а по нефти – до 300 м<sup>3</sup>/сут.;
- 3) сильные, когда дебит скважины по газу превышает 1 млн м<sup>3</sup>/сут., а по нефти – превышает 300 м<sup>3</sup>/сут.;
- 4) мощные, когда дебит скважины по газу превышает 3–5 млн м<sup>3</sup>/сут., а по нефти – 800–1000 м<sup>3</sup>/сут.;
- 5) очень мощные, когда дебит скважины по газу превышает 5–10 млн м<sup>3</sup>/сут.;
- 6) весьма мощные, когда дебит скважины по газу превышает 10 млн м<sup>3</sup>/сут., а по нефти – более 1000 м<sup>3</sup>/сут.

Численные пределы величин, характеризующих мощность фонтанов, также приняты условно.

При этом целесообразно учитывать всю газовую и жидкую фазы продукции фонтана, так как при решении вопросов, связанных с выбором и реализацией способа ликвидации фонтана, важно знать объём всей продукции скважины, а потом уже фазовый баланс.

Также аварийные фонтаны делят на неосложнённые и осложнённые.

К первой группе относят фонтаны из скважин, у которых ещё не потеряна «база» для ликвидации фонтана – сохранены обсадные колонны, фланцевая часть устьевой арматуры и спущенные в скважину буровые трубы.

Ко второй группе относят фонтаны, действующие через разрушенное устье скважины и сопровождающиеся возникновением пожаров, грифонов и кратеров.

Из-за ограниченности разделения аварийных фонтанов всего на несколько групп приведённая классификация полностью не удовлетворяет многообразию геолого-технических обстоятельств, сопутствующих аварийным фонтанам.

Оценка параметров аварийно возникшего фонтана представляет собой важнейшую основу успешной его ликвидации.

Правильный выбор методов ликвидации фонтанов, основанный на объективных критериях, позволяет сократить сроки аварийных работ.

Ниже приведена классификация аварийных фонтанов по семи основным геолого-техническим и технологическим признакам (табл. 1):

- 1) фазовому составу фонтана;
- 2) пластовому давлению;
- 3) производительности фонтана (дебиту);
- 4) глубине вскрытия продуктивного горизонта;
- 5) конструкции и состоянию ствола фонтанирующей скважины;
- 6) пространственной ориентации ствола фонтанирующей скважины;
- 7) степени осложнённости фонтана.

Каждому из этих признаков присвоен условный номер от первого до седьмого.

Фонтаны с указанными признаками подразделяются на 2–4 категории, которые, в свою очередь, делятся ещё на 2–3 группы.

Эти подразделения характеризуются детальными технологическими особенностями фонтанов и пределами количественных оценок отдельных параметров.

#### ***Категория фонтанов по первому признаку***

Фазовый состав аварийного фонтана определяет характер работ по его ликвидации, поэтому этот признак выдвигается в число основных.

В данном случае рассматриваем две категории аварийных фонтанов, различающихся по фазовому составу, – газовые и жидкостные, поскольку работы по ликвидации этих фонтанов принципиально различны. Промежуточные случаи (газонефтяные, нефтегазовые, водонефтяные) существенно не влияют на выбор метода ликвидации фонтанов. К какой категории отнести такие фонтаны, всегда можно решить, оценив основной вид продукции фонтана, определяющий его характер. Содержание воды в выбрасываемой фонтаном нефти не требует каких-то дополнительных градаций, поскольку характер работ по ликвидации такого фонтана определяется общим количеством выбрасываемой жидкости и напором в скважине.

Как газовый, так и жидкостный фонтаны могут постоянно или в течение какого-то периода выбрасывать песок и обломки других горных пород. Иногда это может приводить к серьёзным осложнениям работ.

#### ***Категория фонтанов по второму признаку***

По признаку пластового давления аварийные фонтаны делятся на две категории – низконапорные и высоконапорные.

Фонтаны первой категории характеризуются пластовым давлением, не превышающим нормальное гидростатическое давление и градиент разрыва пород, слагающих вышележащие пласты. Фонтаны такого типа встречаются всё реже, и ликвидация их большого труда не составляет.

Таблица 1 – Классификация и характеристики аварийных фонтанов

1	2	Категории аварийных фонтанов			Основные группы фонтанов			9
		3	4	5	6	7	8	
Основные технологические и технические признаки аварийных фонтанов, определяющие условия применения методов ликвидации их ликвидации	Условный класс	Название	Характеристика	Индекс	Группы	Техническая и качественная характеристики	Индекс	Примечание
		1	I	газовый	из скважины выбрасывается газ	A1	-	
жидкостный	из скважины выбрасывается в основном жидкость			A2	-	-	-	
II	II	низконапорный	давление не превышает нормальное гидростатическое и градиент разрыва вышележащих пластов	B1	-	-	-	
		высоконапорный	давление превышает нормальное гидростатическое и градиент разрыва вышележащих пластов	B2	поддающиеся воздействию противодавлением	давление не превышает пределы рабочих нагрузок на обсадные колонны и устьевую арматуру	-	
Пластовое давление					не поддающиеся воздействию	давление превышает пределы рабочих нагрузок на обсадные колонны и устьевую арматуру	-	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Производительность фонтана	III	слабые	$Q_2 \leq 500$ тыс. м <sup>3</sup> /сут. или $Q_{ж} \leq 100$ м <sup>3</sup> /сут.	B1	-	-	-	категория фонтана повышается (на одну) при приближении количества выбрасываемой сопутствующей продукции (газ или жидкость) к предельному значению его дебита по категории, определяемой дебитом скважины по основной продукции фонтана
		средние	$Q_2 \leq 500$ тыс.–1 млн м <sup>3</sup> /сут. или $Q_{ж} = 100-300$ м <sup>3</sup> /сут.	B2	-	-	-	
		сильные	$Q_2 = 1$ млн.–10 млн м <sup>3</sup> /сут. или $Q_{ж} = 300-1000$ м <sup>3</sup> /сут.	B3	-	-	-	
			очень сильные	$Q_2 > 10$ млн м <sup>3</sup> /сут. $Q_{ж} > 1000$ м <sup>3</sup> /сут.	B4	-	-	-
Организация буровых работ	IV	разведочное бурение	геологические условия района работ не изучены (литология, продуктивность, наличие поглощающих пластов и т.д.)	Г1	приповерхностные	H < 500 м	-	
					глубинные	500 ≤ H ≤ 2000 м	-	
		эксплуатационное бурение	основные геологические сведения подтверждены материалами разведочного бурения (литология, глубина и мощность продуктивных и поглощающих пластов и т.д.)	Г2	труднодоступные	H > 2000 м	-	
					приповерхностные	H < 500 м	-	
					глубинные	500 ≤ H ≤ 2000 м	-	
					труднодоступные	H > 2000 м	-	



Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Конструкция и состояние ствола скважины	IV	изолированные	все пласты, залегающие выше продуктивного горизонта, перекрыты обсадными колоннами, зацементированными до устья (или до башмака предыдущей колонны, зацементированной до устья); в скважине имеется колонна бурильных труб	Д1	надёжно изолированные	обсадные колонны сохранили герметичность	-	
					ненадёжно изолированные	бурильная колонна цела. Герметичность обсадных колонн потеряна	-	
					ненадёжно изолированные и осложнённые	бурильная колонна цела. Герметичность обсадных колонн потеряна. Бурильный инструмент поврежден	-	
					надёжно изолированные	обсадные колонны сохранили герметичность	-	
		неизолированные	в разрезе скважины имеются отложения хорошо проницаемых и неустойчивых пород, не перекрытые обсадными колоннами; имеется колонна бурильных труб то же, но в скважине нет бурильных труб	Д2	надёжно изолированные	герметичность обсадных колонн нарушена	-	фонтанирование возможно как одновременно по трубному и затрубному пространству, так и раздельно по бурильным трубам или затрубному пространству
					надёжно изолированные	герметичность обсадных колонн нарушена	-	
					доступные гидро-динамическому воздействию	бурильная колонна сохранена	-	
					не доступные гидро-динамическому воздействию	герметичность бурильной колонны нарушена	-	
			то же, но в скважине нет бурильных труб	Д4	то же	-	-	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пространственная ориентация фонтанирующей скважины	IV	ориентированные	пространственное положение ствола фонтанирующей скважины подтверждено геофизическими исследованиями	E1	-	-	-	
		слабоориентированные	геофизические данные о пространственном положении фонтанирующей скважины имеются не по всей глубине или эти данные недостаточно убедительны	E2	-	-	-	
		неориентированные	пространственное положение ствола фонтанирующей скважины неизвестно	E3	-	-	-	
Осложнённость	VII	доступные	верхняя часть обсадной колонны сохранилась	Ж1	не горящие	пожара нет	-	учитываются также фактические признаки II, III, V, VI
		сложные	устье разрушено, образовался картер, имеет место грифообразование	Ж2	горящие не горящие	пожар пожара нет	-	

Вторая категория – высоконапорные фонтаны, которые являются сейчас преобладающими. Они связаны со вскрытием залежей нефти и газа с аномально высоким пластовым давлением, превышающим и нормальное гидростатическое давление, и градиент разрыва вышележащих пород. Следовательно, появляется опасность произвольных утечек нефти и газа, образования грифонов и повышенная опасность работы на устье фонтанирующей скважины.

По соотношению пластового давления и допустимых нагрузок на обсадные колонны и устьевую арматуру скважины фонтаны второй категории можно разделить ещё на две группы (Б1 и Б2). Наибольшую опасность представляют фонтаны именно второй группы, так как превышение пластового давления над гидростатическим или градиентом разрыва пород лишает смысла всякие попытки ликвидировать фонтан путём герметизации устья скважины или путём задавки фонтана нагнетанием тяжёлых растворов.

### ***Категория фонтанов по третьему признаку***

Категории фонтанов по третьему признаку устанавливаются по объёму выбрасываемой основной продукции. Если количество попутного продукта также приближается к предельной величине для этой категории, фонтан следует отнести к категории, на одну превышающую ранее определённую. Например, фонтан, выбрасывающий 800 тыс. м<sup>3</sup>/сут. газа и 250 м<sup>3</sup>/сут. жидкости, следует отнести к категории сильных фонтанов В3.

### ***Категория фонтанов по четвёртому признаку***

По четвёртому признаку (организации буровых работ) скважины принято делить на разведочные и эксплуатационные.

Эту разбивку сохраняют и при оценке аварийных фонтанов, поскольку она отражает качественное различие и скважин, и возникающих при их бурении фонтанов. При бурении первых разведочных скважин на любом месторождении степень изученности геологических условий бывает недостаточной. Это обстоятельство накладывает особый отпечаток на разработку и осуществление методов ликвидации таких фонтанов – всегда остаётся значительный элемент неопределённости и риска.

Фонтаны каждой из этих категорий делятся на три группы:

- приповерхностные, когда глубина залегания кровли продуктивного горизонта (условно) не превышает 500 м;
- глубокие, когда глубина вскрытия продуктивного горизонта достигает 2000 м;
- труднодоступные, когда продуктивный горизонт вскрывается на глубине, превышающей 2000 м.

Такое деление больше отражает возможности современной буровой и геофизической техники, чем природную особенность фонтанов. С совершенствованием методики и техники определения пространственного положения стволов скважин, техники и технологии бурения наклонных скважин указанные выше предельные глубины могут быть изменены в сторону их увеличения.

Если скважиной вскрыто несколько продуктивных горизонтов, группу и категорию фонтана следует определять исходя из условий достижения самого глубокого горизонта.

### ***Категория фонтанов по пятому признаку***

Пятым важнейшим технологическим признаком аварийных фонтанов являются конструкция и техническое состояние ствола фонтанирующей скважины. По этому признаку фонтаны делятся на изолированные (Д1 и Д2) и неизолированные (Д3 и Д4).

К категории Д1 относятся аварийные фонтаны из скважин, в которых все пласты, залегающие выше продуктивного горизонта, перекрыты обсадными колоннами, качество первичного цементирования которых не вызывает сомнений и в которых находится (или может быть спущена) колонна бурильных труб. Когда фонтан получен из таких же скважин, но в их стволе нет (и не может быть спущена) бурильной колонны, он относится к категории Д2.

Соответственно к категориям Д3 и Д4 относятся фонтаны, полученные из скважин, в разрезе которых оставлены открытыми потенциально поглощающие, напорные и неустойчивые пласты.

Фонтаны категорий Д1 и Д3 могут действовать как одновременно по бурильной колонне и её затрубному пространству, так и отдельно по трубам или по затрубному пространству.

Аварийные фонтаны категории Д1 делятся на три группы:

- надёжно изолированные, когда обсадные и бурильная колонны сохранили своё исходное состояние и герметичность каждой из них;
- ненадёжно изолированные, когда в результате износа или аварии герметичность обсадных колонн потеряна, но бурильная колонна цела. Следовательно, остаётся возможность подачи на забой скважины различных тяжёлых и тампонирующих растворов;
- ненадёжно изолированные и осложнённые, когда герметичность обсадных колонн нарушена, а колонна бурильных труб повреждена или находится ниже досягаемой в условиях фонтана глубины от дневной поверхности.

Фонтаны категории Д2 аналогично делятся на две группы. Аварийные фонтаны категории Д3 могут быть разбиты только на две группы, отличающиеся состоянием бурильной колонны, которое в подобных условиях приобретает очень важное значение.

### ***Категория фонтанов по шестому признаку***

Успешность подземных работ по ликвидации аварийных фонтанов путём бурения специальных скважин для отвода нефти и газа или закачки различных жидкостей в ствол фонтанирующей скважины или призабойную зону продуктивного пласта во многом зависит от наличия сведений о пространственном положении ствола фонтанирующей скважины.

Если неизвестно положение ствола аварийной скважины, попытки вскрытия его специальными наклонными скважинами или создания гидродинамической связи между скважинами путём гидравлического разрыва пласта не принесут успеха. По этому признаку аварийные фонтаны делятся на три категории:

- ориентированные Е1, когда пространственное положение всего ствола скважины известно и подкреплено геофизическими данными;
- слабоориентированные Е2, когда геофизические (и другие) данные о положении ствола фонтанирующей скважины имеются не по всей глубине скважины или же когда достоверность геофизических данных вызывает сомнения;
- неориентированные Е3, когда никаких объективных данных о пространственном положении ствола фонтанирующей скважины нет.

### ***Категория фонтанов по седьмому признаку***

По степени осложнённости аварийные фонтаны разделены на две категории:

- доступные Ж1 – верхняя часть обсадной колонны сохранилась. Фонтан действует только по обсаженному стволу скважины, грифообразование нет;
- сложные Ж2, когда устье скважины разрушено и вокруг него образовался кратер, имеются грифоны.

Каждая из указанных категорий фонтанов делится ещё на две группы в зависимости от воспламенения фонтана. Пожар над устьем фонтанирующей скважины или над образовавшимся кратером, горение грифонов – обстоятельства, серьёзно отягощающие работы по ликвидации аварийных фонтанов.

Классификация аварийных фонтанов по определённым объективным критериям позволяет дать быструю и объективную оценку любому аварийному фонтану, на основании которой принимаются решения о возможных вариантах ликвидации аварии.

## **Основные методы ликвидации аварийных фонтанов**

Выбор метода ликвидации аварийного фонтана осуществляется после сбора и обработки всего полученного материала. Глубокий анализ полученных данных, техническая вооружённость и опыт позволяют выбрать наиболее оптимальный метод ликвидации аварийного фонтанирования и успешно провести работы. Борьба с аварийными фонтанами значительно осложняется, если вскрытый разрез сложен из устойчивых пород или если фонтанирование происходит через спущенную колонну обсадных

труб, т.к. в этих случаях дебит и давление струи фонтана соответствует потенциальным возможностям вскрытых пластов. Все открытые фонтаны по условиям их ликвидации можно подразделить на две группы.

*1. Фонтаны, у которых имеется база на устье скважины для наведения запорно-устьевого сборки*

Ликвидация таких фонтанов ведётся по следующей схеме: с устьевой обвязки, выбранной в качестве базы, снимается всё пришедшее в негодность оборудование, затем производится наведение запорно-устьевого сборки на устье фонтанирующей скважины и осуществляется либо прямая задавка скважины, либо лубрицирование, либо спуск труб в скважину под давлением и задавка через них фонтана.

*2. Ликвидация открытых фонтанов путём герметизации устья скважины с её последующей задавкой жидкостью*

Метод герметизации устья скважины с последующей задавкой жидкости появился давно и широко применяется на практике. Этим методом наиболее быстро ликвидируются аварии, и он достаточно прост технически, несмотря на многообразие вариантов его осуществления.

Метод основан на превышении забойного давления в фонтанирующей скважине над пластовым путём закачки в неё жидкости после герметизации устья скважины. Применяется он только в том случае, когда в скважину спущена и надёжно зацементирована обсадная колонна.

В противном случае после герметизации устья может произойти прорыв газа за обсадную колонну и возникнуть грифоны. Желательными условиями этого метода являются наличие сохранности базового фланца на устье фонтанирующей скважины и наличие колонны бурильных или насосно-компрессорных труб в её стволе.

В зависимости от конкретных геолого-технических и организационных условий для ликвидации аварийных фонтанов разработано и практически применено множество вариантов этого метода. Все известные приёмы герметизации устья фонтанирующих скважин можно представить в виде следующих схем:

- ремонт или замена устьевого противовыбросового оборудования на колонне обсадных труб;
- наведение специальных приспособлений на имеющуюся колонну бурильных труб или имеющееся на устье скважины, но пришедшее в негодность противовыбросовое оборудование (которые допускают свободный или принудительный спуск через них труб в скважину);
- установка специальных герметизирующих приспособлений в стволе фонтанирующей скважины при частичном разрушении верхней части обсадной колонны и устьевого оборудования. Наличие в стволе фонтанирующей скважины свободной и исправной колонны труб (бурильных, не зацементированных обсадных или насосно-компрессорных) всегда облегчает глушение аварийных фонтанов с устья.

В этом случае путём закачки в скважину через эту колонну труб воды или утяжелённых буровых растворов удаётся сначала снизить давление на устье скважины, а затем и окончательно её заглушить. В случае необходимости для этих целей в скважину спускаются бурильные или насосно-компрессорные трубы, свободно или принудительно.

***Ликвидация открытых фонтанов путём создания искусственного пакера (пробки) в кольцевом пространстве ствола скважины***

Метод основан на превышении забойного давления в фонтанирующей скважине над пластовым путём закачки в неё жидкости после создания искусственного пакера в кольцевом пространстве между обсадной колонной и бурильными (или насосно-компрессорными) трубами ниже места повреждения колонны или между стенками скважины и спущенными в неё трубами, ниже интервала возможного разрыва горных пород давлением газа при глушении фонтана. Применяют его при опасности возникновения грифонов в процессе герметизации устья скважины.

Если в скважине отсутствуют бурильные трубы, то на устье скважины устанавливают приспособление для спуска труб под давлением и на насосно-компрессорных

или бурильных трубах производят спуск «фонаря». После этого через лубрикатор во внутреннюю полость труб вводят алюминиевые шары, которые при прокачке в трубы глинистого раствора, выносятся из труб, подхватываются восходящим потоком флюида и газа и прижимаются к «фонарю». Вслед за шарами подаётся порция тампонирующего материала (пакля, обрезки клинового ремня, резиновая и асбестовая крошка и др.), уплотняющих зазор между шарами под «фонарём», вследствие чего прекращается доступ флюида и газа на дневную поверхность по кольцевому пространству скважины. После этого производится глушение скважины последовательной закачкой воды, а затем промывочной жидкостью необходимой плотности.

***Фонтаны, у которых нет базы на устье скважины для наведения запорно-устьевого сборки, а также при негерметичной обсадной колонне***

В тех случаях, когда возможность ликвидации аварийных фонтанов путем производства работ по герметизации устьев фонтанирующих скважин становится нерезультативной, обычно применяют комплекс подземных работ, направленный:

- на непосредственное соединение со стволом аварийной скважины с помощью специальных наклонных скважин и осуществление через них отвода газа и жидкости, а также закачку воды, глинистых или тампонажных растворов;
- на блокирование забоя фонтанирующей скважины путем бурения вокруг неё галереи специальных скважин, через которые интенсивно отбирают нефть и газ, чтобы уменьшить их приток к забою аварийной скважины, или же нагнетают воду и различные буровые и тампонажные растворы в продуктивный пласт с целью прекращения или затруднения притока нефти и газа к забою фонтанирующей скважины.

Для соединения со стволом аварийной скважины на достаточной глубине, определяемой из соотношения между пластовым и гидростатическим давлением столба жидкости в аварийной скважине, производится бурение одной или нескольких специальных наклонно-направленных скважин. Конструкция и профиль наклонных скважин определяется конкретными геолого-техническими условиями (глубина интервала соединений, устойчивость и газонефтенасыщенность разреза, расстояние между скважинами на дневной поверхности) в общем виде обеспечивающие:

- предотвращение преждевременной стыковки стволов аварийной и наклонной скважин и аварийного фонтанирования по стволу наклонной скважины;
- возможность бурения наклонных скважин с высокой скоростью и высокой точностью ориентирования;
- получение потока газа или жидкости с давлением, равным пластовому в момент соединения стволов скважин.

Вероятность прямого соединения стволов скважин на глубинах 1500–2000 м. и более является проблемой, т.к. очень часто не имеется сведений о фактическом пространственном положении ствола аварийной скважины. Даже если есть и «точные» сведения об азимуте и величине отклонения ствола фонтанирующей скважины, нужно помнить, что рассчитывать на встречу стволов скважин диаметром 250–300 мм очень трудно. Кроме того, подобные же ошибки неизбежно вкрадываются и в оценку действительного положения ствола наклонной скважины.

Тогда вероятность нахождения и вскрытия ствола фонтанирующей скважины становится ещё меньшей. Поэтому обычно приходится бурить не одну, а несколько скважин, однако и эта мера часто оказывается неэффективной.

Были предложены более свободные методы создания гидродинамической связи между стволами фонтанирующей и специальных наклонных скважин:

- гидравлический разрыв пласта, захватывающий стволы обеих скважин;
- соединение стволов путем размыва перемычки (в отложениях каменной соли) между скважинами;
- соединение стволов скважин путём разрушения перемычки между ними взрывом.

К сожалению, эти методы иногда тоже оказываются неэффективными.

Наиболее отработанным и общим методом соединения стволов аварийной и специальных наклонных скважин является гидравлический разрыв пласта с целью создания устойчивой гидродинамической связи между скважинами.

Даже если удаётся создать связь между скважинами, это ещё не означает, что фонтан обязательно будет ликвидирован. Для ликвидации фонтана необходимо успевать подавать в скважину достигнутое количество жидкости. Для этого пропускная способность канала, по которому будут подавать жидкость в ствол фонтанирующей скважины, должна быть высокой.

Минимально необходимое для ликвидации газового фонтана количество жидкости, которое должно быть подано в ствол аварийной скважины, определяется из уравнения:

$$Q_{ж} = Q_{г} \cdot \frac{\gamma_{г} \cdot H_{г}}{\gamma_{ж} \cdot H_{ж}} \cdot k,$$

где  $Q_{ж}$  – необходимое количество жидкости для ликвидации фонтана, м<sup>3</sup>/с;  $Q_{г}$  – дебит скважины по газу, м<sup>3</sup>/с;  $\gamma_{г}$  – плотность газа, г/см<sup>3</sup>;  $\gamma_{ж}$  – плотность жидкости, используемой для ликвидации фонтана, г/см<sup>3</sup>;  $H_{г}$  – глубина залегания продуктивного пласта, м;  $H_{ж}$  – глубина подачи жидкости в ствол аварийной скважины (соединение стволов или спуск труб), м;  $k$  – безразмерный коэффициент, равный отношению пластового давления к устьевому давлению.

В зависимости от производительности фонтана количество жидкости может изменяться от нескольких десятков до нескольких сотен литров в секунду.

Практика показала, что методу ликвидации аварийных фонтанов путём бурения серии наклонных скважин присущи некоторые преимущества перед наземными методами глушения фонтанов – этот метод более универсален, менее опасен для людей, при определённых условиях может применяться очень широко.

Этому методу также присущи серьёзные недостатки:

- техническая трудность сближения стволов фонтанирующей и специальных наклонных скважин, которая возрастает по мере увеличения глубины бурения скважин;
- постоянная опасность получения неожиданных новых фонтанов через стволы наклонных скважин;
- трудность создания устойчивых и достаточных по пропускной способности каналов связи стволов;
- затяжной характер работ по ликвидации фонтанов, их высокая капиталоемкость, потери больших количеств нефти и газа;
- трудность влияния на действие фонтана из скважины, вскрывающей многопластовую залежь, несколько залежей или мощный пласт газонасыщенных трещиноватых горных пород.

Такие фонтаны ликвидируются различными методами:

- 1) созданием воронки депрессии в призабойной зоне фонтанирующей скважины при интенсивном отборе газа через наклонные скважины;
- 2) подземным взрывом большой мощности в наклонной скважине, который создаёт условия для ликвидации каналов движения пластовых флюидов;
- 3) созданием дополнительных сопротивлений движению газа в пласте или в стволе фонтанирующей скважины.

Однако для первого метода требуется высокая точность проводки наклонной скважины и необходимо знать положение в пространстве забоя фонтанирующей скважины. В связи с этим метод в практике широко не применяется.

Наиболее широко распространён третий метод.

#### ***Ликвидация открытых фонтанов интенсивным отбором газа через наклонные скважины из призабойной зоны фонтанирующей скважины***

Метод основан на снижении пластового давления в призабойной зоне фонтанирующей скважины при интенсивном отборе газа через ранее пробуренные наклонные скважины. Для его осуществления требуется сооружение нескольких, интенсивно эксплуатирующихся в течение длительного периода времени наклонных скважин (4–5) вокруг фонтанирующей.

### ***Ликвидация открытых фонтанов заводнением газового пласта в призабойной зоне фонтанирующей скважины***

Метод основан на снижении притока газа к забою фонтанирующей скважины за счёт увеличения сопротивления в продуктивном горизонте при введении в него жидкости. Для его осуществления требуется сооружение нескольких наклонных скважин для подачи воды в пласт в больших количествах.

Необходимый объём воды и минимальный темп её закачки определяются расчётом. Ликвидация фонтана методом заводнения газового пласта применяется редко и требует строительства целого комплекса насосного хозяйства. Этот метод используется в нефтяных скважинах, когда вода подаётся в законтурные скважины по кольцу, а нефтяные скважины находятся в центре.

### ***Ликвидация открытых фонтанов отводом газа в наклонные скважины***

Метод можно применять в том случае, если имеются специально пробуренные наклонные скважины или при наличии большого кратера на устье фонтанирующей скважины, заполненной жидкой пульпой, и надёжного соединения (сообщения) стволов фонтанирующей и наклонной скважин выше газового пласта. Метод основан на заполнении ствола фонтанирующей скважины кратерной пульпой при выпуске газа из наклонной скважины.

### **Выбор метода ликвидации аварийного фонтана**

ООО «Краснодарнефтегаз-Ремонт» ведёт работы по подземному и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин в Краснодарском крае. В состав ООО «КНГ-Ремонт» входят:

- Славянский цех подземного и капитального ремонта скважин;
- Ахтырский цех подземного и капитального ремонта скважин;
- Хадыженский цех подземного и капитального ремонта скважин;
- Филиал технологического транспорта;
- Исполнительная дирекция.

Славянский цех капитального и подземного ремонта скважин ООО «КНГ-Ремонт» ведёт работы по подземному и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин в Крымском и Славянском районах Краснодарского края.

Авария допущена бригадой капитального ремонта скважин на скважине № 551 Троицкая площадь, расположенная на территории Крымского района в 20 км от ст. Троицкая (приложение № 1).

#### *Конструкция скважины:*

1. Кондуктор:	245×9,5 (300 м).
2. Эксплуатационная колонна:	146×7Д (1258,3–1571 м).
3. Забой:	1498,8 м.
4. Интервал фильтра:	1498,4–1493,4 м.
5. Колонная головка:	ГКМ 125-146-219-245
6. Фонтанная арматура:	АФКЗЭ21.00.00.000ПС
7. Рабочая часть ППФ в интервале:	1498,4–1497,4 м.
8. Пластовое давление:	143,8 кгс/см <sup>2</sup> .

#### *Описание выполненных работ*

Ремонтная бригада 21.09.2004 г. переехала на скважину № 551 Троицкая. Согласно плана работ необходимо было произвести ревизию противопесочного фильтра (ППФ), намыв песка и спуск ППФ с пакером, циркуляционным клапаном и 2 ряда насосно-компрессорных труб (НКТ).

До 27.09.2004 г. произвели:

Монтажные работы по установке агрегата для ремонта скважин А-50 и вспомогательного оборудования, глушение скважины солевым раствором удельным весом 1,14 г/см<sup>3</sup>, установлено противовыбросовое оборудование ОП 156-320 (превентор ППГ 156×320, укомплектованный трубными плашками Д-73×5,5 мм и глухими плашками) и опрессовано на герметичность давлением 150 атм.



Произведены работы по подъёму внутрискважинного оборудования (НКТ Ø – 73х5,5Д, верхний пакер Ø 118 мм, циркуляционный клапан).

После соединения колонны НКТ с нижним пакером и НПФ произвели расхождение труб для срыва нижнего пакера (Ø 118 мм), и подъём 500 м (52 шт.) НКТ Ø 73 мм. При срыве и подъёме пакера произошло поршневание (т.к. зазор между стенкой обсадной колонны и пакером составлял 3 мм на сторону), в результате этого в скважину поступил газ из пласта (образовался газовый пузырь). Т.к. НПФ был закольматирован, циркуляция через НКТ отсутствовала и подъём труб производился вместе с промывочной жидкостью («сифоном»). Контроль за объёмом доливаемого раствора и уровнем жидкости в скважине не производился, в течение подъёма НКТ в скважину было доливо 1 м<sup>3</sup> солевого раствора вместо расчётного 2,105 м<sup>3</sup>.

В 19.00 работы первой сменой были прекращены и произведена герметизация устья скважины: закрыт плащечный превентор без механической фиксации (вместо установки планшайбы), подвеска колонны НКТ была установлена на клинья гидроротора (вместо оставления колонны НКТ на талевой системе в подвешенном состоянии). На колонну НКТ установлен шаровой кран, закрыты все задвижки на устье скважины и блоках глушения и дросселирования, что исключало возможность контроля за давлением на устье скважины.

#### *Обстоятельства аварии*

В начале работы при открытии задвижки на затрубном пространстве произошёл хлопок и начался интенсивный выход газа из затрубного пространства. Собрали нагнетательную линию и подбились в трубное пространство, надавили давлением 100 атм., обнаружили, что нет циркуляции. При стравливании давления на ЦА-320 давление в затрубном пространстве не падало. Закрыв задвижку на линии нагнетания, бурильщик вышел по радию на дежурного технолога, сообщил ему о наличии давления в затрубном пространстве 40 атм. и получил задание наблюдать за скважиной. Примерно через час бурильщик обнаружил пропуск газа через трубные плашки превентора и сообщил об этом дежурному технологу.

Давление в затрубном пространстве при этом выросло до 45 атм. Технолог дал задание произвести закачку солевого раствора в затрубное пространство на поглощение в скважину. При проведении прокачки пропуски через трубные плашки превентора увеличились и закачку остановили, доложили дежурному технологу, который дал задание стравить давление через линию дросселирования. Начался интенсивный выход газа из линии дросселирования. Приехал технолог и дал задание заглушить А-50, обесточить бригаду, пустить газ через отводы превентора и вызвать АВО. Дальнейшие работы проводились АВО под руководством штаба по ликвидации газопроявления.

Комиссия после изучения представленных материалов и осмотра оборудования пришла к выводу, что ситуация развивалась следующим образом.

Бурильщик перед началом работ не ознакомился с записью в вахтовом журнале и не знал об отсутствии циркуляции в скважине. Поэтому он открыл шаровой кран, увидел, что давление в колонне НКТ отсутствует, и решил, что давления в скважине нет. Определить давление по манометрам он не мог, т.к. они были отсечены задвижками № 7; 1. После этого он открыл плащечный превентор.

Вследствие длительного простоя (4 часа) газовый пузырь поднялся до устья, и скважина находилась под давлением.

При открытии ПВО произошёл выброс скопившегося газа (хлопок), бурильщик закрыл превентор. Однако из-за открытия превентора под давлением произошёл вырыв куска резины с трубной плашки превентора. Кроме того, из-за разгрузки колонны НКТ на гидроротор произошло смещение колонны и неполная герметизация устья скважины.

В дальнейшем вахта предпринимала попытки прокачать скважину. По прибытии инженера-технолога бригада получила задание вызвать работников АВО.

#### *Работы по ликвидации открытого фонтана*

На скважину прибыла оперативная группа Ахтырского военизированного отряда. Были произведены замеры загазованности и отбиты границы опасной зоны. Было принято решение отложить все работы на утро до организации орошения, подхода

техники и завоза необходимого оборудования. Утром скважина была обследована, замерена загазованность возле устья. Обследование показало, что скважина работает по отводам и через превентор. При этом задвижка ЗМС 65х210 крестовины колонной головки на блок дросселирования разрушена (остался лишь один фланец), отвод на блок глушения в рабочем состоянии (размыта лишь отводная линия после блока), дистанционная катушка и надпревенторная катушка размыты до нижнего фланца, гидроротор размыт, подвеска НКТ на устье отсутствует.

Штабом было принято решение: произвести растаскивание мешающего оборудования и произвести пробное закрытие глухих плашек ППГ 156х320 с целью проверки его работоспособности и выявления возможного наличия упавшего лифта внутри превентора.

От скважины был отбит от линии и отогнан агрегат ЦА-320, оттащены мостки с НКТ и пульт ГУЛ с линиями. Далее к превентору подбили гибким шлангом баллон с инертным газом (аргон) и произвели закрытие-открытие глухих плашек – превентор держит. По дополнительному плану штаба далее работы производили в следующем порядке:

- с помощью гидрострубцин демонтировали оставшийся фланец размытой задвижки на блок дросселирования (привод гидрострубцин осуществлялся от баллона с аргоном);
- закрыли исправную задвижку на крестовине на блок глушения;
- установили на крестовину шарнир для наведения задвижки ЗМС 65х210 и навели её с помощью канатной оснастки;
- прокрепили наведённую задвижку и демонтировали шарнир;
- смонтировали на блок глушения приспособление для тампонирования и линию глушения на тампонажные агрегаты, спрессовали её на 250 атм.;
- подключили к превентору линию от баллона с аргоном и закрыли глухие плашки, появились незначительные пропуски газа;
- открыли задвижку на крестовине на линию и начали подачу раствора в скважину;
- после того, как из наведённой задвижки вместе с газом пошёл раствор, закрыли её.

Далее при давлении на агрегате  $P = 135$  атм. была произведена задавка скважины в лоб на поглощение глинистым раствором удельным весом  $1,22$  г/см<sup>3</sup>.

## Приложение № 1

ООО «КНГ-Ремонт»  
скважина № 551 площадь Троицкая  
Крымский район Краснодарский край

### АКТ визуального осмотра места происшествия

29.09.2004 г. произведён внешний осмотр места возникновения и ликвидации газопроявления на скважине № 551 Троицкая.

В результате осмотра установлено следующее:

1. На крестовине установлен превентор ППГ 156х320 с двумя ручными дистанционными пультами управления. Трубные плашки размыты (нет резиновых уплотнений) и закрыты, глухие плашки закрыты. В качестве сосуда под давлением установлен газовый баллон с аргоном. Верхняя половина превентора на месте установки надпревенторной катушки имеет прорезь шириной примерно 20 мм, длиной примерно 40 мм и глубиной примерно 250 мм.

2. К линии глушения через манифольд присоединён агрегат ЦА-320. На линии дросселирования установлена задвижка ЗМС 65х210.

3. Над скважиной установлен устьевой блок и рядом основание с находящимся на нём агрегатом А-50, на гидравлическом индикаторе веса (ГИВ-6) разбита крышка и отсутствует диаграмма (бумага размякла от воздействия воды).

4. Агрегат А-50 в исправном состоянии, ручка тормоза не зафиксирована и находится в горизонтальном положении.

5. На площадке устьевого блока находится незначительно повреждённый гидроротор, размытая надпревенторная катушка, планшайба с тройником и двумя задвижками, прорезанная катушка, на которой был установлен гидроротор.

6. Сбоку к устьевому блоку прислонён промывочный шланг, к которому присоединён шаровый кран КШ-73. К шаровому крану присоединена через муфту труба НКТ-73 длиной примерно 1,6 м с прорезанным песком концом, рядом находится кусок трубы НКТ-73 длиной примерно 0,8 м с прорезанными песком концами.
7. Линия глушения длиной примерно 55 м собрана, установлена на опорах, присоединена к скважине. Линия дросселирования длиной примерно 57 м собрана, установлена на опорах и отсоединена от скважины.
8. На расстоянии примерно 9 м от устья скважины находится доливная ёмкость и ёмкость с запасом жидкости глушения.
9. Приёмные мостки со стеллажами и находящимися на них НКТ находятся на расстоянии примерно 45 м от устья скважины.
10. Культбудка и инструменталка находятся на расстоянии примерно 50 м от устья скважины.
11. Территория скважины незамазученная. На устье скважины имеются незначительные подтёки глинистого раствора.
12. Скважина герметична, давление на буфере 20 атм.

## Литература:

1. Булатов А.И., Рябченко В.И., Сибирко И.А., Сидоров К.А. Газопроявления в скважинах и борьба с ними. – М. : Издательство «Недра», 1969. – 278 с.
2. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению в 4 томах. – М. : Издательство «Недра», 1993–1996. – Т. 1–4.
3. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации : справочное пособие в 6 томах. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000–2004. – Т. 1–6.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
6. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
9. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика : справочное пособие в 2 книгах. – М. : Издательство «Недра», 2014. – Т. 1–2.
10. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
11. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
12. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
13. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
14. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швеиц В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2016. – 290 с.
15. Шевцов В.Д. Предупреждение газопроявлений и выбросов при бурении глубоких скважин. – М. : Издательство «Недра», 1988. – 198 с.
16. Концепция качества пробуренных нефтяных и газовых скважин (обращение А.И. Булатова к потомкам) // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 11–13.
17. Булатов А.И. Мифы о сцеплении как факторе обеспечения герметичности крепи скважин // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 17–21.

18. Белей И.И. Способы компенсации контракции при твердении портландцементных растворов // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 43–49.

19. Гнибидин В.Н. Результаты исследований в области предотвращения потери герметичности затрубного пространства скважин в результате воздействия статических и динамических нагрузок // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 54–59.

20. Лышко Г.Н. Материалы и технологии герметизации заколонного пространства скважин. Вчера, сегодня, завтра // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 152–153.

21. Рахимов А.К., Рахимов А.А. Качество цементирования – залог успешности разведочных работ и разработки месторождений // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 230–231.

## References:

1. Bulatov A.I., Ryabchenko V.I., Sibirko I.A., Sidorov K.A. Gas-manifestations in wells and fight against them. – M. : Nedra publishing house, 1969. – 278 p.

2. Bulatov A.I., Avetisov A.G. The reference book by the engineer on drilling in 4 volumes. – M. : Nedra publishing house, 1993–1996. – Т. 1–4.

3. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I. The theory and practice of prevention of complications and repair of wells at their construction and operation: the handbook in 6 volumes. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2000–2004. – Т. 1–6.

4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.

5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.

6. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.

8. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.

9. Bulatov A.I., Dolgov S.V. Companion of the driller: the handbook in 2 books. – M. : Nedra publishing house, 2014. – Т. 1–2.

10. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.

11. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennaya naftovikh i gazovikh sverдловin. Science i practice : monograph. – L'viv : Spol, 2018. – 476 p.

12. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 p.

13. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Boring washing fluids: manual. – Novochoerkassk : Face, 2014. – 374 p.

14. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells : manual. – Novochoerkassk : Face, 2016. – 290 p.

15. Shevtsov V.D. Prevention of gas-manifestations and emissions when drilling deep wells. – M. : Nedra publishing house, 1988. – 198 p.

16. The concept of quality of the drilled oil and gas wells (A.I. Bulatov address to descendants) // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – Т. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 11–13.

17. Bulatov A.I. Myths about coupling as a factor of ensuring tightness of a timbering of wells // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – Т. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 17–21.

18. Beley I.I. Ways of compensation of a counteraction when curing the portlandtsementnykh of solutions // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – Т. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 43–49.

19. Gnibidin V.N. Results of researches in the field of prevention of loss of tightness of annular space of wells as a result of influence static and dynamic loads // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – Т. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 54–59.

20. Lyshko G.N. Materials and technologies of sealing of behind-the-casing space of wells. Yesterday, today, tomorrow // Bulatovsky readings: Materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – Т. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 152–153.

21. Rakhimov A.K., Rakhimov A.A. Quality of cementation – guarantee of success of prospecting works and development of fields // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – Т. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 230–231.