

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2018, №6, Том 10 / 2018, No 6, Vol 10 <https://esj.today/issue-6-2018.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/74SAVN618.pdf>

Статья поступила в редакцию 10.11.2018; опубликована 29.12.2018

Ссылка для цитирования этой статьи:

Анисимова Е.Ю., Балабуха А.В., Цырендашиев Н.Б., Цыбуля И.И., Яснюк Т.И., Вязкова Е.А. Применение ингибиторов для связывания растворенных газов в нефти притока во время бурения // Вестник Евразийской науки, 2018 №6, <https://esj.today/PDF/74SAVN618.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.

For citation:

Anisimova E.Yu., Balabukha A.V., Tsyrendashiev N.B., Tsybulya I.I., Yasnyuk T.I., Vyazkova E.A. (2018). The use of inhibitors to bind dissolved gases in oil while drilling. *The Eurasian Scientific Journal*, [online] 6(10). Available at: <https://esj.today/PDF/74SAVN618.pdf> (in Russian)

УДК 622.23.05

ГРНТИ 52.47.15

Анисимова Екатерина Юрьевна

ФГОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия

Студент 4-го курса кафедры «Нефтегазовое дело и нефтехимии»

Бакалавр

E-mail: anisimova.eiu@mail.ru

Балабуха Алексей Владимирович

ФГОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия

Студент 1-го курса магистратуры кафедры «Нефтегазовое дело и нефтехимии»

Магистр

E-mail: dein500@mail.ru

Цырендашиев Насаг Баторович

ФГОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия

Студент 4-го курса кафедры «Нефтегазовое дело и нефтехимии»

Бакалавр

E-mail: nasag97@mail.ru

Цыбуля Ирина Игоревна

ФГОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия

Студент 4-го курса кафедры «Нефтегазовое дело и нефтехимии»

Бакалавр

E-mail: irinatsybulya0205@mail.ru

Яснюк Татьяна Игоревна

ФГОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия

Студент 4-го курса кафедры «Нефтегазовое дело и нефтехимии»

Бакалавр

E-mail: tanya_yasnyuk@mail.ru

Вязкова Елизавета Андреевна

ФГОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия

Студент 4-го курса кафедры «Нефтегазовое дело и нефтехимии»

Бакалавр

E-mail: vyazkova.elizaweta@yandex.ru

Применение ингибиторов для связывания растворенных газов в нефти притока во время бурения

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы, связанные с проблемой повышенного затрубного давления во время возникновения явления удара при бурении нефтяных скважин, а именно попадания в область скважины пластового флюида, то есть нефти с растворенным в ней попутным нефтяным газом, который при понижении давления за счет циркуляции удара выделяется из нефти и приводит к повышению давления в затрубном пространстве скважины. Такое явление представляет собой серьезную угрозу при строительстве скважины, так как при процедуре возвращения скважины под первичный контроль гидростатического давления бурового раствора, повышенное давления возникающее при подъеме пластового флюида к поверхности приводит к тому, что снижение этого давления до нуля при сбросе, приводит к сильным вибрациям, что угрожает целостности оборудования вторичного контроля скважины в местах соединений. Кроме того, важной проблемой является возникающее в процессе ликвидации удара повышенное давления вдоль ствола скважины, что угрожает целостности колонны обсадных труб и открытого ствола скважины, куда при превышении давления растрескивания может начать поступать буровой раствор и скважинный флюид, то есть возникает вероятность возникновения так называемого внутреннего выброса. В данной работе авторами приводится вариант возможного снижения рисков, возникающих при ликвидации удара во время бурения. Возможным решением обозначенной проблемы может стать применение ингибиторов, то есть химических соединений, которые находясь в составе бурового раствора связывали бы растворенный в нефти попутный нефтяной газ и смещали бы давление образования пузырьков газа в сторону меньших давлений и меньших температур. Это позволит снизить объем выделяющегося в процессе ликвидации удара газа и, соответственно, снизить возникающее давление в затрубном пространстве скважины.

Вклад авторов.

Балабуха Алексей Владимирович – автор внес главный вклад в написание статьи. Ему принадлежит идея статьи. Производил перевод зарубежной литературы. Принимал участие в написании статьи. Производил координацию работы научного коллектива.

Анисимова Екатерина Юрьевна – автор оказывал участие в написании статьи. Производил создание графического материала. Одобрил окончательную версию статьи перед её подачей для публикации.

Цырендашиев Насаг Баторович – автор оказывал участие в поиске общей информации для написания статьи. Производил перевод зарубежной литературы. Собрал, проанализировал и сгруппировал информацию для включения в текст статьи.

Вязкова Елизавета Андреевна – автор оказывал участие в поиске общей информации для написания статьи. Производил перевод зарубежной литературы. Собрал, проанализировал и сгруппировал информацию для включения в текст статьи.

Яснюк Татьяна Игоревна – автор оказывал координацию членов коллектива по поиску информации. Производил поиск информации по вопросу, поднятому в статье, в русскоязычной литературе.

Цыбуля Ирина Игоревна – автор оказывал участие в поиске общей информации для написания статьи. Собрал, проанализировал и сгруппировал информацию для включения в текст статьи.

Ключевые слова: контроль скважины; ликвидация удара; бурение скважины; ингибиторы ПНГ; давление образования пузырьков газа; фазовые превращения; снижение давления

Введение

В данной статье будут представлены процедуры и оборудование, используемые для обеспечения того, чтобы пластовый флюид (нефть, газ или вода) не попадали бесконтрольно в скважину и затем на поверхность. Такой приток скважинного флюида будет возникать при бурении скважины в случае, если давление в поровом пространстве коллектора (давление пласта) будет больше гидростатического давления создаваемого колонной бурового раствора в стволе скважины.

В случае, если описанные условия по какой-то причине произойдут, произойдет приток пластового флюида в скважину (известный как удар). При возникновении такого происшествия меры по его устранению должны быть предприняты незамедлительно, иначе весь буровой раствор в скважине будет вытолкнут пластовым флюидом, и он начнет бесконтрольно фонтанировать на поверхность (произойдет прорыв). Возникновение такого эффекта является чрезвычайно опасным, так как может привести к:

- Угрозе для жизни и здоровья людей.
- Потере оборудования.
- Потере скважинного флюида.
- Загрязнению окружающей среды.
- Огромным затратам на возвращение скважины под контроль [1].

Контроль скважины

На сегодняшний день контроль скважины и предотвращение описанного выше эффекта осуществляется двумя методами:

1. Первичный контроль скважины – обеспечение гидростатического давления бурового раствора несколько выше давления пласта.
2. Вторичный контроль – установка и эксплуатация специализированного оборудования для предотвращения прорыва на поверхности. Каждая компания-оператор отрасли обладает собственной политикой борьбы с проблемами контроля скважины. Эта политика обязательно включает в себя обучение буровых бригад, проведение регулярных тестирований оборудования по предотвращению выброса и отработке стандартных процедур борьбы с ударом.

Одним из главных навыков в области управления скважиной является распознавание удара. Поскольку удар происходит в нижней части скважины, его появление может быть выявлено только из признаков, проявляющихся на поверхности. Буровая команда должна всегда внимательно отслеживать появление знаков появления удара, чтобы предпринять немедленные действия для возвращения скважины под контроль. На рисунке 1 показана ситуация, когда давление пласта превысило давление, создаваемое колонной бурового раствора.

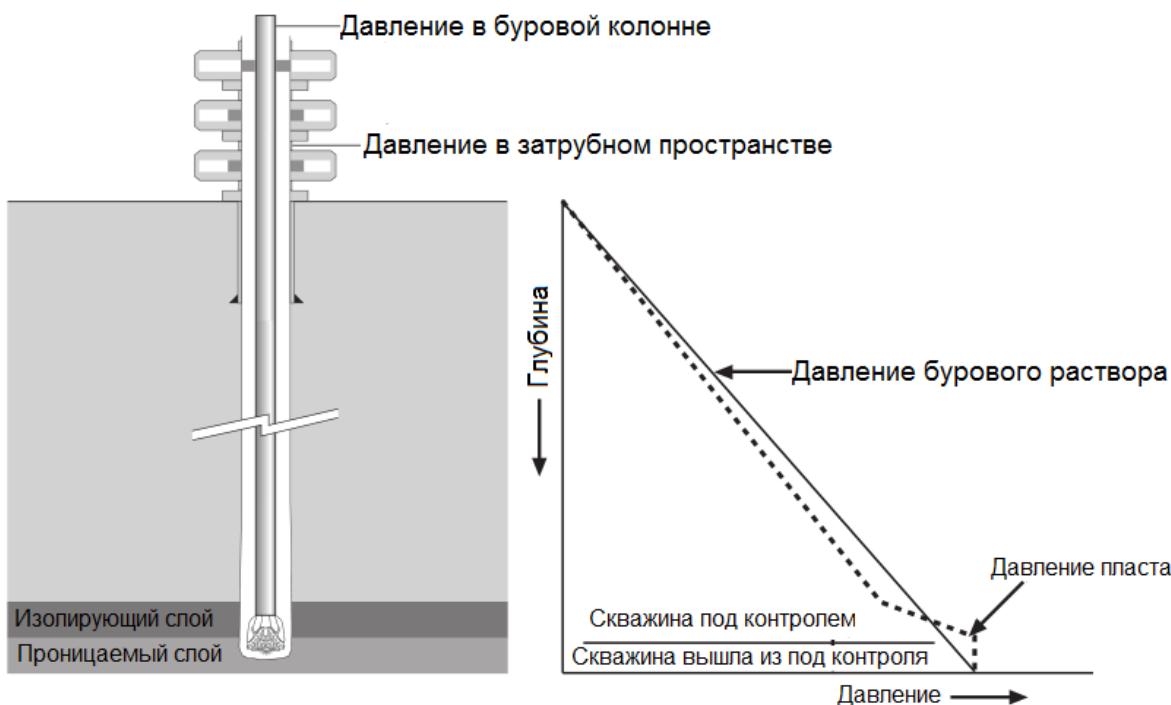


Рисунок 1. Потеря первичного контроля над скважиной (составлено авторами)

Первичный контроль над скважиной может быть потерян по двум причинам:

1. Давление пласта в зоне бурения оказалось выше, чем это было заложено в программе бурения, основанной на данных геологоразведки. В таком случае в программе бурения будет заложена плотность бурового раствора меньше, чем необходимо для обеспечения давления, превышающего давление пласта.
2. Во-вторых, если давление столба бурового раствора уменьшится по каким-либо причинам до уровня ниже пластового давления. Поскольку давление, создаваемое столбом бурового раствора в скважине, является производной плотности бурового раствора и высоты колонны бурового раствора, то гидростатическое давление на область бурения может уменьшиться за счет снижения плотности или уменьшения высоты колонны бурового раствора [2].

Снижение плотности бурового раствора

На практике давление, создаваемое колонной бурового раствора, всегда немного превышает давление пласта. Этот перепад давления называют перебалансировкой. Плотность бурового раствора в процессе бурения может быть снижена по следующим причинам:

- Удаление твердых частиц.
- Чрезмерное разбавление раствора.
- Растворение газа.

Снижение высоты колонны бурового раствора

Во время бурения объем жидкости, закачиваемой в скважину, должен быть равным объему раствора, возвращающемуся из скважины. В таком случае уровень бурового раствора в скважине должен оставаться постоянным. В случае если наблюдается опускание кромки

колонных бурового раствора, можно сделать вывод, что высота столба раствора уменьшается, что приводит к снижению скважинного давления.

Снижение высоты колонны бурового раствора может произойти по следующим причинам:

1. подъем буровой колонны;
2. сваббинг;
3. потеря циркуляции [3].

1. При подъеме буровой колонны уровень бурового раствора будет снижаться, что соответственно приведет к уменьшению забойного давления в скважине. Поэтому объем трубы, удаляемой из скважины, должен быть замещен эквивалентным объемом бурового раствора.

2. Сваббинг – это явление всасывания жидкости из пласта в область скважины. Такое явление происходит при подъеме буровой колонны, когда буровое долото покрыто разбуренным материалом, налипшим на него. В таком случае буровая колонна действует как гигантский поршень при движении вверх, создавая область пониженного давления ниже бурового долота. Также возможен обратный эффект при движении буровой колонны вниз по скважине, что может привести к потере циркуляции.

3. Потеря циркуляции происходит при образовании трещин в пласте и резком увеличении за этот счет проницаемости пласта. В таких условиях буровой раствор начинает попадать из скважины в пласт, тем самым снижается высота колонны раствора. Потеря циркуляции может быть сведена к минимуму посредством:

- использования минимально допустимого веса бурового раствора;
- снижением перепада давления в циркуляционной системе за счет сил трения;
- эффективной отчисткой бурового долота для избегания эффекта сваббинга.

Наиболее трудно обнаружить потери, происходящие во время операций спуска и подъема, так как уровень верхней части колонны бурового раствора движется вверх и вниз.

Обнаружение удара

Если при бурении произошел удар и он не был обнаружен, это может привести к выбросу. Поэтому обнаружению ударов при бурении уделяется особое внимание. Удар – это явление, которое происходит в нижней части скважины, поэтому при бурении его обнаружение основывается на признаках, заметных на поверхности. Эти признаки не позволяют с уверенностью идентифицировать удар, но они могут предупредить о возможном его возникновении и поэтому должны тщательно контролироваться. Здесь важно отметить, что наличие некоторых признаков не обязательно указывает на проявление удара. Так увеличение скорости бурения может произойти также по причине проникновения бурового долота в формацию с повышенным давлением или же по причине проникновения в новую формацию, которая не была предсказана геологами [4].

Некоторые из признаков возникновения удара являются более четкими, чем другие, и поэтому называются первичными индикаторами. Вторичными называются индикаторы, которые могут быть связаны с другими причинами.

Вторичный контроль

Если в процессе бурения был обнаружен удар, то есть был утрачен первичный контроль над скважиной, необходимо приостановить бурение для того, чтобы вернуть скважину под первичный контроль. Первый шаг в этой операции это закрытие клапанов безопасности. Это действие часто называют инициацией вторичного контроля. При проведении этой операции нет необходимости перекрывать колонну буровых труб, так как она подключена к циркуляционным насосам и, соответственно, давление в колонне можно контролировать. Давления в колонне буровых труб и затрубном пространстве на поверхности должны тщательно фиксироваться, так как в последствии они будут использованы для определения характера и объема удара. Эти данные необходимы для возвращения скважины под контроль.

Эффект газовой шапки

Приток газа в ствол скважины может оказывать значительное влияние на давление в кольцевом затрубном пространстве. Из-за большой разницы в плотности между газом и буровым раствором, газ, поступающий в скважину, будет подвержен силе, выталкивающей его вверх. Газовый пузырь будет подниматься по затрубному пространству. По мере того, как газ поднимается вверх по скважине, он расширяется.

Однако, так как скважина закрыта, вытеснение бурового раствора за счет расширения газа не может произойти и, следовательно, газ не может расширяться. Приток газа будет расти из-за его плавучести, что будет приводить к повышению давления вдоль всего ствола скважины. Максимальное давление в этом случае будет оказываться на нижнюю часть скважины. Здесь важно будет также отметить, что давление в затрубном пространстве будет также зависеть и от размера удара, который в свою очередь зависит от величины пластового давления [5].

Процедура «убийства» скважины

Ход ликвидации удара часто в обиходе именуемый процедурой убийства скважины будет в первую очередь зависеть от положения буровой колонны в скважине, а именно находится буровое долото на дне скважины (то есть продолжается бурение), буровая колонна поднимается на поверхность, или же она полностью извлечена из ствола скважины.

Ход ликвидации при отсутствии буровой колонны в скважине

Процедура ликвидации удара в случае, когда буровая колонна поднята из скважины, производится объемным методом. Этот метод предусматривает использование расширения газа для поддержания давления в скважине выше пластового. Давление в кольцевом пространстве скважины регулируется с помощью дросселя в небольших количествах. Это медленный процесс, который подразумевает снижение давления за счет миграции на поверхность пузырьков газа под действием плавучести. Когда газ достигает поверхности, он постепенно сбрасывается, в то время как буровой раствор закачивается в скважину через специальную линию, предназначенную для возвращения контроля над скважиной. По мере того, как газ выходит на поверхность, он должен быть заменен буровым раствором с большей плотностью. Так как скважина перекрыта, то ввод нового бурового раствора производится с помощью оборудования, которое позволяет трубе малого диаметра пройти через закрытые клапаны безопасности [6, 7].

Ход ликвидации, когда буровая колонна находится в скважине

Когда удар происходит во время бурения, он может быть ликвидирован непосредственно с помощью:

- Циркуляции пластовых флюидов на поверхность.
- Замещения бурового раствора другим раствором с большей плотностью для создания баланса между гидростатическим давлением бурового раствора и пластовым давлением.

В случае если удар произошел в то время, когда буровая колонна поднималась на поверхность, она должна быть опущена на дно скважины, в противном случае удар не может быть ликвидирован. Это достигается путем спуска буровой колонны через закрытый клапан безопасности под собственным весом. Также буровая колонна может проталкиваться сквозь закрытый клапан безопасности [8].

При обнаружении удара, то есть притока пластового флюида, область скважины скважина должна быть немедленно закрыта. После того, как давление в скважине стабилизировалось, давление в буровой колонне и затрубном пространстве должны быть зафиксированы для определения объема удара и веса бурового раствора, необходимого для его ликвидации. Важным условием является выбор низкой скорости работы насоса, так как это позволит снизить потери, возникающие в системе на трение и тем самым снизить вероятность разрыва пласта с более низким пластовым давлением.

В процессе закачки более тяжелого бурового раствора в скважину, давление в кольцевом пространстве будет меняться в связи с более высоким гидростатическим давлением, создаваемым колонной бурового раствора большей плотности. К тому времени, когда новый буровой раствор достигнет бурового долота, начальное давление в буровой колонне должно снизиться до 0. В это время давление в кольцевом пространстве должно стать равным перепаду давления, вызванному циркуляцией более тяжелого бурового раствора. Время, необходимое для заполнения буровой колонны новым буровым раствором, может быть рассчитано путем деления объема внутреннего пространства буровой колонны на скорость работы насоса.

Рассматриваемый в настоящей работе метод ликвидации удара можно разделить на четыре этапа. В первой фазе происходит замещение исходного бурового раствора новым в области буровой колонны. Дроссель на этой фазе должен быть отрегулирован таким образом, чтобы в должной мере снижать давление в кольцевом пространстве. На практике давление снижается пошагово с определенной периодичностью. Некоторое время давление поддерживается, а затем путем открытия дросселя снижается до необходимого. Тем не менее, как уже было сказано ранее, давление в затрубном пространстве в течение этой фазы неуклонно растет из-за снижения гидростатического давления, вызванного расширением газа в кольцевом пространстве. Это явление оказывает огромное влияние на избыточное давление внутри кольцевого пространства скважины. В то время как пластовый флюид поднимается по стволу скважины, гидростатическое давление, создаваемое колонной бурового раствора, будет увеличиваться по мере того, как более тяжелый буровой раствор заполняет кольцевое пространство. Следовательно, давление в затрубном пространстве будет значительно снижаться. Это явление часто становится столь значительным, что может привести к ощутимой вибрации, которая может повредить оборудование, расположенное на поверхности. Поэтому оно должно быть тщательно закреплено.

В заключительной фазе процесса весь изначальный буровой раствор посредством циркуляции вытесняется новым раствором. Если вес нового бурового раствора был рассчитан верно, то давление в кольцевом пространстве на дросселе должно стать равным 0. После этого

дрессель должен быть полностью открыт. Для того, чтобы проверить удалось ли вернуть скважину под контроль, необходимо отключить насосы и снова закрыть дроссель. В случае, если не происходит дальнейшего удара, давление в буровой колонне и на дросселе в кольцевом пространстве должно оставаться равным 0. В случае, если давления увеличились, необходимо продолжить циркуляцию более плотного бурового раствора [9].

Как уже было сказано ранее, на протяжении первой фазы ликвидации удара давление в кольцевом пространстве неуклонно растет, в последствии, когда начинается третья фаза процесса, это давление резко снижается, что приводит к нежелательным вибрациям, опасным для оборудования. Однако это не главная проблема, с которой приходится столкнуться во время ликвидации удара. Серьезным риском в течение первых двух фаз процесса является превышение допустимого давления на более проницаемые пластины, расположенные выше по стволу скважины, где не установлена обсадная колонна. В случае, если давление в кольцевом пространстве на высоте такого пласта превысить максимально допустимое, произойдет разрыв пластины и буровой раствор начнет заполнять пространство пластины. В этом случае будет потеряна циркуляция бурового раствора, что может привести к сильному удорожанию и усложнению процесса ликвидации удара, так как появится необходимость в цементировании этой зоны скважины. На рисунке 2 показана зависимость давления в кольцевом пространстве скважины от времени в течении процесса ликвидации удара [10].

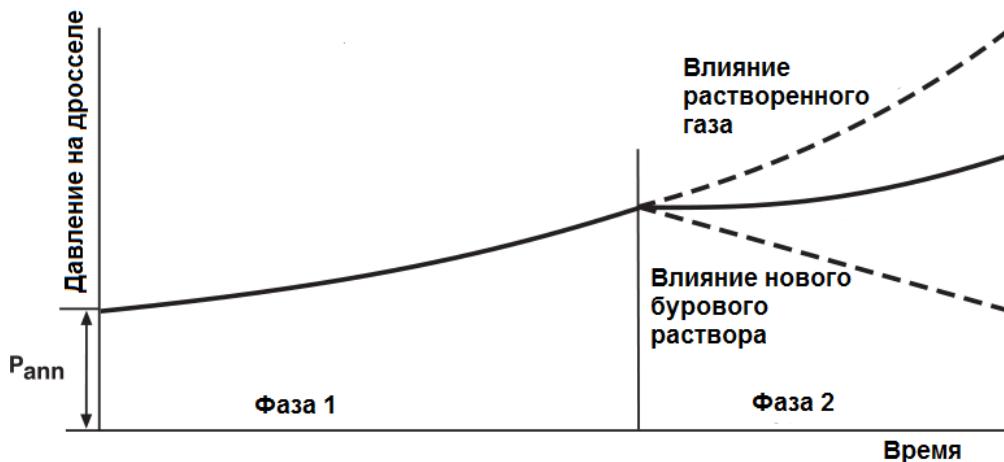


Рисунок 2. Зависимость давления в кольцевом пространстве во время «убийства» скважины (составлено авторами)

Главной задачей настоящей работы является поиск доступного решения описанных выше проблем, возникающих в процессе ликвидации удара во время бурения.

На данный момент для повышения надежности процесса применяются только аппаратные решения, такие как усовершенствование режимов работы дросселя и укрепление оборудования на поверхности для снижения влияния вибрации, возникающей при снижении возникающих давлений в кольцевом пространстве. Однако для повышения надежности метода в области защиты высокопроницаемых слоев от повышенных давлений на этот метод не предложено решения.

На сегодняшний день большие результаты достигнуты в области создания ингибиторов различных назначений. В данной работе предлагается разработка нового типа ингибиторов для добавления в буровой раствор во время его изготовления на первой стадии закачки в колонну буровых труб. Целью создания и использования данного ингибитора является связывание растворенного попутного нефтяного газа в нефти, попадающей в скважину во время удара.

Данный тип ингибитора предлагается вводить в скважину вместе с буровым раствором, предназначенным для ликвидации удара. По мере того, как такой буровой раствор будет

замещать изначально присутствующий в скважине раствор и пластовый флюид, он будет привносить и предложенный ингибитор в область удара. Главной движущей силой его действия должен стать механизм смещения области давления образования пузырьков попутного нефтяного газа в область пониженных давлений. Следовательно, меньший объем газа выделится во время подъема нефти к поверхности. Что позволит существенно ограничить рост давления в затрубном пространстве во время первой стадии процесса ликвидации удара.

Заключение

Предлагаемый в данной работе метод по снижению влияния растворенного в нефти газа на давление в кольцевом пространстве скважины при ударе, может стать решением многих связанных с этой задачей проблем. Так ограничение роста давления в течение первой фазы процесса ликвидации удара позволит снизить перепад давления, вызываемый сбросом нефти и газа через дроссель на поверхности, что приведет к снижению возникающих в это время вибраций. Кроме того, главным достоинством данного метода может стать снижения риска разрыва более проницаемых пластов, что позволит избежать дорогостоящих процессов цементирования и потери времени на ликвидацию возникающих ударов во время бурения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Fossli, B. and Sangesland, S.: “Managed Pressure Drilling for Subsea Applications; Well Control Challenges in Deep Waters”, paper SPE/IADC 91633 presented at the 2004 SPE/IADC Underbalanced Technology Conference and Exhibition, Houston, 11-12 October.
2. Yuan Z., Hashemian Y. and Morrell D. Ultra-Deepwater Blowout Well control Analysis under Worst Case Blowout Scenario. Paper SPE-170256-MS presented at the SPE Deepwater Drilling and Completions Conference, Galveston, Texas, USA, 10-11 September 2014.
3. Watson, D., Brittenham, T., and Moore, P.L.: Advanced Well Control, Text Book Series, SPE, Richardson, Texas (2003).
4. Adams, N. and Young, R.: “Underground Blowouts: What You Need To Know”, World Oil (January 2004).
5. Al-Murri T., El-Faghi F., and Al-Meer K. 2012. The First Relief Well Drilled in Qatar to Intersect, Kill, and Abandon an Underground Blowout. Paper SPE 156119 presented at the SPE International Production and Operations Conference and Exhibition, Doha, Qatar, 14-16 May.
6. Марков О.А., Подгорнов В.М., Исаев В.И. Подводное противовыбросное оборудование особенности управления скважиной на море. Учебное пособие. – М., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2013, 104 с.
7. Bowman S. 2012. Altering an Existing Well Design to Meet New BOEMRE Worst-Case Discharge Criteria. SPE Drilling & Completion, Pages 340-346. September 2012.
8. Zaki K., Dirkzawger J., Hilarides W., Connolly P., Niemann J., and Hawkins J. 2015. Assessment of Fracture Containment and Broaching Resulting From Worst-Case-Discharge Events. SPE Drilling & Completion, Pages 86-95. March 2015.
9. Wu J. 2013. Improve Casing Design for WCD in Deepwater Wells. Paper SPE 166200 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 30 September-2 October.
10. Исаев В.И., Марков О.А., Управление скважиной. Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений: Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2013. – 150 с.

Anisimova Ekaterina Yurievna

Far eastern federal university, Vladivostok, Russia
E-mail: anisimova.eiu@mail.ru

Balabukha Aleksei Vladimirovich

Far eastern federal university, Vladivostok, Russia
E-mail: dein500@mail.ru

Tsyrendashiev Nasag Batorovich

Far eastern federal university, Vladivostok, Russia
E-mail: nasag97@mail.ru

Tsybulya Irina Igorevna

Far eastern federal university, Vladivostok, Russia
E-mail: irinatsybulya0205@mail.ru

Yasnyuk Tatyana Igorevna

Far eastern federal university, Vladivostok, Russia
E-mail: tanya_yasnyuk@mail.ru

Vyazkova Elizaveta Andreevna

Far eastern federal university, Vladivostok, Russia
E-mail: vyazkova.elizaweta@yandex.ru

The use of inhibitors to bind dissolved gases in oil while drilling

Abstract. The article discusses issues related to the problem of increased annular pressure during the occurrence of the impact phenomenon when drilling oil wells, namely getting into the area of the well of formation fluid, that is, oil with associated petroleum gas dissolved in it, which is released when the pressure decreases. of oil and leads to an increase in pressure in the annulus of the well. This phenomenon poses a serious threat during well construction, as during the procedure of returning the well to primary control of the hydrostatic pressure of the drilling fluid, the increased pressure that occurs when the formation fluid rises to the surface leads to the fact that reducing this pressure to zero when resetting leads to strong vibrations that threatens the integrity of the equipment of the secondary control of the well in the joints. In addition, an important problem is the increased pressure along the wellbore in the process of eliminating the impact, which threatens the integrity of the casing string and the open wellbore, where, if the cracking pressure is exceeded, the drilling fluid and the well fluid may start to flow, i.e. ejection. In this paper, the authors present a variant of the possible reduction of risks arising from the elimination of a blow while drilling. A possible solution to the indicated problem may be the use of inhibitors, that is, chemical compounds that, while in the mud, would bind the associated petroleum gas dissolved in the oil and shift the pressure of formation of gas bubbles towards lower pressures and lower temperatures. This will reduce the amount of gas released in the process of liquidation of the impact and, accordingly, reduce the resulting pressure in the annulus of the well.

Keywords: well control; impact elimination; well drilling; APG inhibitors; gas bubble formation pressure; phase transformations; pressure reduction