SOCAR Proceedings

Well drilling

journal home page: http://proceedings.socar.az

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОПРОСА РАЗДЕЛЕНИЯ ГАЗА И ЖИДКОСТИ В ЗАКРЫТОЙ БУРЯЩЕЙСЯ СКВАЖИНЕ С САМОПОДЪЕМНЫХ БУРОВЫХ УСТАНОВКАХ

Р. С. Ибрагимов

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

Study of gas and liquid separation in a closed drilling well with self-propelled drilling rigs

P. S. Ibrahimov

Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan

A B S T R A C T

The article deals with the gas release in the process of drilling wells from jack-up drilling rigs. The article attempts to analyze the nature of the change in pressure at the blowout of the preventer after its closure due to gas releases on jack-up drilling rigs. Numerous observations in drilling rigs have shown that the pressure value increases rapidly to a maximum, then gradually decreases and stabilizes at a certain value. There are cases when the value of pressure increases rapidly. Then, without decreasing, it stabilizes. It is proposed that the phenomenon of gas segregation in a well, leading to an increase in pressure, has theoretical and practical significance. In addition, in a real well, a change in bottom hole pressure can occur under various conditions, if the rate of pressure growth due to gas segregation in the riser pipes is greater than the pressure rate due to the work of the formation, while part of the fluid from the well must be squeezed out into the formation.

Keywords: well drilling; gas release; complications; open fountain; drilling fluid; preventer; gas segregation; oil and gas.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

В процессе проводки скважин, пробуренных с самоподъемных буровых установок (СПБУ), на геологически осложненных площадях имеют место многочисленные осложнения (нефте-газо-водопроявления, уход раствора, обвал необсаженной части ствола и т.д.). Их исследованию посвящены незначительные работы как отечественных, так и зарубежных авторов.

Одним из осложнений является газопроявление в процессе бурения скважин с самоподемных буровых установок. Вопросы выяснения природы газопроявлений, классификации, мер предупреждения и ликвидации их последствий рассмотрены в работах [1-4]. Однако для окончательного решения вышеуказанных вопросов необходим весьма тщательный анализ всех явлений, происходящих в процессе газопроявления на СПБУ.

Цель работы

В данной статье сделана попытка проанализировать характер изменения давления на выкиде превентора после его закрытия из-за газопроявлений на СПБУ.

При сильных газопроявлениях на бурящихся скважинах, если не удается «глушение скважины» интенсивным утяжелением и дегазацией бурового раствора, во избежание открытых фонтанов скважина герметично закрывается превенторным блоком на устье скважины [5]. Обычно на осложненных площадях на устье скважины устанавливаются три превентора, на выкиде которых имеются манометры для контроля изменения давления в затрубном пространстве.

Материалы и методы

Многочисленные наблюдения показали, что значение давления интенсивно растет до максимума, затем постепенно уменьшается и при определенном значении стабилизируется. Имеют место случаи, когда значение давления интенсивно растет. Затем, не уменьшаясь, стабилизируется.

В скважине №17 пл. Ливаново-Восточная пробуренной с СПБУ «Хазар-2» на глубине 3819 м при удельном весе раствора 2.25-2.27 г/см^3 имело место газопроявление. После закрытия превентора давление в течение 2-3 часов поднялось до 10 МПа, затем упало до 2.5 МПа и стабилизировалось.

Необходимо отметить, что при данных значениях удельного веса бурового раствора на указанных буровых до газопроявления при промывке, спуско-подъемных операциях, а также при выполнении других процессов ухода и поглощения раствора не было.

Изучение описанного явления, происходящего при газопроявлениях, представляет определенный практический и теоретический интерес.

При исследовании эксплуатационных скважин широко применяется метод исследования скважин по скорости восстановления забойного и устьевого давлений. При этом для определения параметров нефтегазового пласта

***E-mail:** rafiq.ibrahimov@yahoo.com

http://dx.doi.org/10.5510/OGP2023SI100867

после остановки скважины тем или иным способом записывают кривую изменения давления во времени, снятую на забое или устье скважины.

Результаты исследований эксплуатационных скважин методом кривых восстановления давления показали, что в одних случаях кривые восстановления давления имеют плавный монотонный характер, а в других случаях на кривых изменения давления были заметны характерные «горбы» различной интенсивности. Появление «горбов» на кривых восстановления давления, как известно, объясняется явлением сегрегации нефти и газа в стволе скважины после ее остановки, а также рядом других причин.

В большинстве случаев после остановки фонтанной скважины рост давления обусловливается в основном процессом сегрегации нефти и газа в стволе. В ряде работ [6-8] было показано, что при естественном разделении фаз газо-жидкостной смеси происходит рост абсолютного значения давления в замкнутой системе.

При исследованиях с закрытием скважины на забое ранее наблюдавшиеся «горбы» давлений были полностью исключены. Следовательно, фазовое перераспределение имеет место при закрытии скважины на устье, а также при одноименном закрытии скважины на устье и забое.

Результаты и обсуждение

Чтобы пояснить, как изменяется давление при закрытии скважины, представим, что в цилиндре жидкая фаза отделена от газа, находящегося внизу, поршнем без трения. Примем, что газ не имеет веса, а жидкость несжимаема и что давление у верхней части равно P_1. Газ находится под поршнем, где давление равно $P_1 + P_2$ (P_2 – давление ствола жидкости над поршнем). Теперь перевернем цилиндр так, чтобы газ был наверху. Тогда получим, что, поскольку жидкость несжимаема, поршень не будет двигаться, и газ будет занимать первоначальный объем, т.е. газ будет оставаться при том же самом давлении. Давление на дне цилиндра в этом случае будет (P_1+2P_2). Как видно, изменение относительного положения фаз приводит к изменению абсолютного давления в верхней и нижней частях цилиндра. При этом разность между давлениями в верхней и нижней частях цилиндра останется постоянной и равной P_2.

Если применить вышеизложенное для объяснения изменения давления в бурящейся скважине с закрытым превентором на СПБУ, то можно сделать вывод, что увеличение давления на выкиде превентора связано с сегрегацией газа в скважине. Имея в виду, что при газопроявлении превентор закрыт и под рабочей трубой установлен обратный клапан, получаем замкнутую систему.

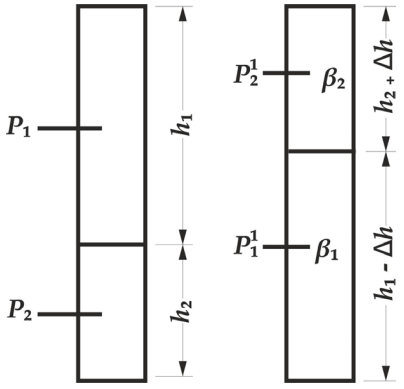

Рис. Отношение объемов нефти и воды в вертикальных цилиндра

Таким образом, газ, поднимающийся из нижней части скважины и находящийся под большим давлением, способствует росту давления у устья и забоя скважины [9, 10]. Иными словами, при всплывании пузырьков газа через жидкость давление на них уменьшается и т.к. в замкнутой системе газ не может расширяться, то он оказывает влияние на рост движения в этой системе.

Поскольку процесс перераспределения внутренних сил замкнутой системы не может увеличивать ее вес, то перепад давления между устьем и забоем скважины, определяемый весом жидкости и газа, деленным на площадь нормального сечения цилиндра, останется постоянным.

Пренебрегая потерями на трение, весом столба газа и принимая процесс изотермическим, величину приращения устьевого и забойного давления после фазового перераспределения определяем из выражения:

$$P = \frac{P_0 V_0 + P_1 V_1}{V_0 + V_1} \quad (1)$$

где, P_0, P_1, V_0, V_1 - соотвественно давления и объемы газа на устье и забое скважины.

Чтобы иметь представление о величине приращения давления после сегрегации газа, примем, что имеем скважину глубиной 1500 м, где высота столба жидкости удельного веса 1.30 г/см^3 равна 1000 м, а высота газовой шапки – 500 м.

Предположим, что при закрытиии превентора давление на его выкиде было P_0 = 1.0 МПа. При этом давление в нижней части скважины будет

$$P + P_0 = 13.0 + 1.0 = 14.0 \text{ МПа}$$

Перемещение объема газа из нижнего конца трубы приведет к увеличению давления у верхнего конца ее с 1 до 14 МПа, а у нижнего – со 14 до 27 МПа.

Проявление отмеченного эффекта будет сравнительно слабее в связи с соизмеримостью коэффициентов сжимаемости несмешивающихся жидкостей.

Расчет для изотермического процесса приводится элементарно по следующей схеме. Предполагаем, что имеется два вертикальных цилиндра (рис.). Обозначения следующие: P_1, P_2 – соответственно давления в средних точках столбов воды и нефти; p_2^1, p_2^1 - соответственно давления в средних точках столбов воды и нефти после процесса естественного перераспределения фаз; h_1, h_2 – соответственно высота столбов воды или нефти, происшедшее в результате изменения давления в системе.

Отношение объемов нефти и воды до и после разделения фаз через коэффмцменты сжимаемости сред и изменение давления (принимается, что плотность жидкости не зависит от давления, и, следвательно, приращение давления – приращение давления в средних точках столбов):

$$\left.\begin{aligned} \frac{h_2 + \Delta h}{h_2} &= 1 + \beta_1 \left(P_2 - P_2^1\right) \\ \frac{h_1 - \Delta h}{h_1} &= 1 - \beta_2 \left(P_1^1 - P_1\right) \end{aligned}\right\} \quad (2)$$

где, β_1, β_2 - коэффициенты сжимаемости нефти и воды.

Отсюда:

$$\beta_2 h_1 \left(P_1^1 - P_1\right) = \beta_1 h_2 \left(P_2 - P_2^1\right) \quad (3)$$

учитывая, что

$$P_1^1 - P_2^1 \approx P_2 - P_1 \quad (4)$$

окончательно получается

$$P_2^1 = \frac{h_2\beta_1 P_2 + h_1\beta_2 P_1 - h_1\beta_2\left(P_2 - P_1\right)}{h_1\beta_2 + h_2\beta_1} \quad (5)$$

Отметим, что в динамических опытах [11-13] рост давления от сегрегации газа и жидкости оказался намного меньше, чем в статических.

На основе статистической обработки опытных данных получены эмпирические формулы для подсчета величин прироста устьевого давления, забойного давления и роста давления от сегрегации газа и жидкости в динамических условиях для жесткой замкнутой системы. Кроме того, выведена формула для определения давления, создаваемого жидкостью, находящейся в пористой среде, на забой при наличии определенной газонасыщенности. Мы полагаем, что в процессе сегрегации газа (нефти) в вязко-пластичной среде в скважине при закрытом превенторе давление на забой скважины получится намного меньше за счет газонасыщенности столба бурового раствора.

Следует отметить, что в практике бурения допускаемое давление на выкиде превентора ограничивается давлением гидроразрыва пласта и прочностью обсадных колонн, поэтому обычно давление на превенторе при значениях более 8-10 МПа плавно «стравливается». Именно поэтому не наблюдается значительный рост давления на выкиде превентора.

В практике бурения имеют место случаи, когда при возобновлении работ по ликвидации газопроявлений при открытии превентора и закачки в трубы утяжеленного раствора из скважины выходит сильно перебитый раствор минимального удельного веса, а иногда выходит газ со звуковым эффектом, несмотря на то, что при закрытии превентора из скважин выходил буровой раствор. Это создает ложное впечатление о перебитости всего столба жидкости газом в скважине. Однако в дальнейшем удельный вес раствора постепенно восстанавливается. Это явление также свидетельствует о том, что при закрытии произошла сегрегация газа в стволе.

Как было отмечно выше, давление на выкиде превентора в течение определенного времени растет, а затем уменьшается. Последнее связано с перераспределением давления в замкнутой системе. Заметим, что перераспределение давления приводит к растворению газа и жидкости, в результате чего давление в системе падает.

Рассмотрим это явление при нефтегазопроявлениях, имевших место в скважинах № 214 и 217 пл. Бахар.

В скважине № 214 при забое 2744 м и значении удельного веса глинистого раствора, равном 2.12 г/см^3, скважина проявляла газом. После закрытия превентора через некоторое время давление на выкиде поднялось до 6.0 МПа, а затем упало до 0 и при открытиии превентора уровень бурового раствора оказался на 100 м ниже устья скважины.

Скважина № 214 при забое 2298 м и значении удельного веса бурового раствора, равном 2.28 г/см^3 проявляла газом. После закрытия превентора на выходе давление поднялось до 4.0 МПа, а затем упало до нуля. При открытиии превентора предполагалось, что произошел гидровзрыв пласта.

В скважине № 217 при забое 2096 м и значении удельного веса бурового раствора, равном 1.82 г/см^3, имело место нефтегазопроявление. При закрытии превентора на выкиде давление поднялось до 6.0 МПа и затем упало до 0. При открытиии превентора уровень жидкости оказался ниже устья на 120 м.

Для указанных скважин (пл.Бахар, скважина № 214) представляется возможным подсчитать по формуле (2) увеличение давления на забое скважины в зависимости от давления, возникающего на выкиде превентора.

Принимая

$$h_1 = 2744 - h_2$$

$$P_1 = \frac{1}{2}\frac{\left(2744 - h_1h_2\right)2.12}{10} = 0.106\left(2744 - h_2\right)$$

$$P_2 = 2\cdot 0.106\left(2744 - h_2\right) + \frac{1}{2}\frac{h_2\cdot 0.8}{10} = 0.212\left(2744 - h_2\right) + 0.04h_2$$

$$P_2^1 = 60 + \frac{1}{2}\frac{h_2\gamma_2}{10}$$

Получим относительно h_2 квадратное уравнение:

$$h^2 - 2744h + 144\cdot 2600 = 0$$

Откуда h_2 = 144 м. При этом увеличение давления на забое скважины составляет 4.3 МПа – больше относительного забойного давления до проявления скважины.

Выводы

1. Изучение явления сегрегации газа в скважине, приводящего к росту давления, имеет теоретическое и практическое значение.

2. В реальной скважине изменение забойного давления может протекать при различных условиях, если скорость роста давления вследствие сегрегации газа в подъемных трубах будет:

- больше скорости давления за счет работы пласта, при этом часть жидкости из скважины должна быть выжата в пласт;
- равна скорости роста давления вследствие работы пласта, при этом притока жидкости в скважину не будет, что должно соответствовать случаю мгновенной остановки притока на забое скважины;
- меньше скорости роста давления вследствие работы пласта, при этом будет существовать приток жидкости из пласта в скважину.

3. При закрытии скважины эти три процесса могут чередоваться.

Литература

1. Сафаров, Я. И. (2000). Повышение эффективности бурения нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях. *Баку: САДА*.

2. Логинова, М. Е., Конесев, Г. В., Тептерева, Г. А. и др. (2022). Обоснование рецептуры модифицированного бурового раствора для применения при строительстве скважин севера Западной Сибири. *SOCAR Proceedings*, 3, 21-27.

3. Сулейманов, Э. М., Новрузова, С. Г., Алиев, И. Н., Гадашова, Э. В. (2022). Оценка влияния пластового флюида на возникновение прихватов бурильных и обсадных колонн под действием перепада давлений. *SOCAR Proceedings*, 4, 17-20.

4. Хузина, Л. Б., Шайхутдинова, А. Ф., Кязимов, Э. А. (2023). К вопросу исследования вибрационного устройства для предупреждения прихватов при строительстве нефтяных и газовых скважин. *Scientific Petroleum*, 1, 33-43.

5. Сулейманов, Б. А., Велиев, Э. Ф., Шовгенов, А. Д. (2022). Теоретические и практические основы цементирования скважин. *Москва-Ижевск: ИКИ*.

6. Чабаев, Л. У. (2009). Методы ликвидации открытых газовых фонтанов и пожаров при строительстве и эксплуатации скважин. *Известия вузов. Нефть и газ*, 1, 92-97.

7. Чабаев, Л. У. (2008). Основы стратегии и тактики ликвидации открытых газовых фонтанов. *Пожарная безопасность*, 4, 83-85.

8. Зозуля, Г. П., Кустышев, А. В. (2002). Обеспечение пожаробезопасности ликвидацией аварийного фонтанирования газовых скважин. Материалы конференции «Повышение эффективности работы нефтегазодобывающего комплекса Ямала путем применения прогрессивных технологий и совершенствования транспортного обслуживания». *Тюмень: Вектор Бук*.

9. Чабаев, Л. У., Кустышев, А. В., Зозуля, Г. П., Гейхман, М. Г. (2007). Предупреждение газопроявлений и открытых фонтанов при ремонте скважин в экстремальных условиях Крайнего Севера. *Москва: ИРЦ Газпром*.

10. Журавлев, В. В., Гульцев, В. Е., Лахно, Е. Ю. и др. (2008). Результаты работ по ликвидации открытых газовых фонтанов. Сборник научных трудов Института нефти и газа материалов межрегиональной научно-технической конференции с международным участием, посвященный 45-летию Тюменского индустриального института «Подготовка кадров и современные технологии для ТЭК Западной Сибири». *Тюмень: «Тюменский ГНГУ»*.

11. Булатов, А. И., Рябченко, В. И., Сибирко, И. А., Сидоров, Н. А. (2007). Газопроявления в скважинах и борьба с ними. *Москва: Недра.*

12. Алиев, З. С., Бондаренко, В. В. (2006). Технология применения горизонтальных скважин. *Москва: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина*.

13. Бакеев, Р. А., Чабаев, Л. У., Сизов, О. В., Лахно, Е. Ю. (2004). Предотвращение газопроявлений и открытых фонтанов при ремонте газовых скважин на месторождениях Севера. Сборник трудов Института нефти и газа «Нефтегазовое направление». *Тюмень: «Вектор Бук»*.

References

1. Safarov, Y. I. (2000). Increase of drilling efficiency of oil and gas wells in complicated conditions. *Baku: SADA.*

2. Loginova, M. E., Konesev, G. V., Teptereva, G. A., et al. (2022). Justification of the formulation of modified drilling mud for the construction of the transport part of wells with a horizontal termination in the fields of the north of Western Siberia. *SOCAR Proceedings*, 3, 21-27.

3. Suleymanov, E. M., Novruzova, S. H., Aliev, I. N., Gadashova, E. V. (2022). Evaluation of the influence of reservoir fluid on the occurrence of sticking of drill strings and casing strings under the influence of differential pressure. *SOCAR Proceedings*, 4, 17-20.

4. Khuzina, L. B., Shaykhutdinov, A. F., Kazimov, E. A. (2023). To the question of the study of a vibration device to eliminate seizures during the construction of oil and gas wells. *Scientific Petroleum*, 1, 33-43.

5. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Shovgenov A. D. (2022). Well cementing: fundamentals and practices. *Moscow-Izhevsk: ICS.*

6. Chabaev, L. U. (2009). Methods of liquidation of open gas blowouts and fires at well construction and operation. *Oil and Gas Studies*, 1, 92-97.

7. Chabaev, L. U. (2008). Fundamentals of strategy and tactics for the elimination of open gas fountains. *Fire Safety*, 4, 83-85.

8. Zozulya, G. P., Kustyshev A. V. (2002). Obespecheniye pozharobezopasnosti likvidatsiyey avariynogo fontanirovaniya gazovykh skvazhin. Materialy konferentsii «Povysheniye effektivnosti raboty razvedyvatel'nogo kompleksa Yamala primeneniya effektivnykh tekhnologiy i s obnaruzheniyem obnaruzheniya servisov». *Tyumen: Vektor Buk.*

9. Chabayev, L. U., Kustyshev, A. V., Zozulya, G. P., Geykhman, M. G. (2007). Preduprezhdeniye gazoproyavleniy i otkrytykh fontanov pri remonte skvazhin v ekstremal'nykh usloviyakh Kraynego Severa. *Moskva: IRTS Gazprom.*

10. Zhuravlev, V. V., Gul'tsev, V. Ye., Lakhno, Ye. YU. i dr. (2008). Rezul'taty rabot po likvidatsii otkrytykh gazovykh fontanov. Sbornik nauchnykh trudov Instituta nefti i gaza materialov mezhregional'noy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiyem, posvyashchennyy 45-letiyu Tyumenskogo industrial'nogo instituta «Podgotovka kadrov i sovremennyye tekhnologii dlya TEK Zapadnoy Sibiri». *Tyumen: «Tyumenskiy GNGU»*.

11. Bulatov, A. I., Ryabchenko, V. I., Sibirko, I. A., Sidorov, N. A. (2007). Gazoproyavleniya v skvazhinakh i bor'ba s nimi. *Moskva: Nedra.*

12. Aliyev, Z. S., Bondarenko, V. V. (2006). Tekhnologiya primeneniya gorizontal'nykh skvazhin. *Moskva: RGU nefti i gaza im. I. M. Gubkina.*

13. Bakeyev, R. A., Chabayev, L. U., Sizov, O. V., Lakhno, Ye. YU. (2004). Predotvrashcheniye gazoproyavleniy i otkrytykh fontanov pri remonte gazovykh skvazhin na mestorozhdeniyakh Severa. Sbornik trudov Instituta nefti i gaza «Neftegazovoye napravleniye». *Tyumen: «Vektor Buk».*

Исследование вопроса разделения газа и жидкости в закрытой бурящейся скважине с самоподъемных буровых установках

Р. С. Ибрагимов
Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан

Реферат

В статье рассматривается газопроявление в процессе бурения скважин с полупогружных буровых установок. В статье сделана попытка проанализировать характер изменения давления на выкиде превентора после его закрытия из-за газопроявлений на самоподьемных буровых установках. Многочисленные наблюдения в буровых установках показали, что значение давления интенсивно растет до максимума, затем постепенно уменьшается и при определенном значении стабилизируется. Имеют место случаи, когда значение давления интенсивно растет. Затем, не уменьшаясь, стабилизируется. Предложен, что явления сегрегации газа в скважине, приводящего к росту давления, имеет теоретическое и практическое значение. Кроме того, в реальной скважине, изменение забойного давления может протекать при различных условиях, если скорость роста давления вследствие сегрегации газа в подъемных трубах будет: больше скорости давления за счет работы пласта, при этом часть жидкости из скважины должна быть выжата в пласт.

Ключевые слова: проводки скважин; газопроявление; осложнения; открытый фонтан; буровой раствор; превентор; сегрегация газа; нефть и газ.

Özüqalxan üzən qazıma qurğuları ilə quyular qazıldıqda bağlı quyuda qaz və mayenin ayrılması məsələlərinin tədqiqi

R. S. İbrahimov
Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Məqalədə özüqalxan üzən qazıma qurğularından quyuların qazılması prosesində qaz təzahürlərinin yaranmasından bəhs edilir. Məqalədə özüqalxan üzən qazıma qurğularında qaz təzahürləri ilə bağlı prevenatorun bağlanmasından sonra atqı xəttində təzyiqin dəyişməsinin xarakteri təhlil edilməyə çalışılmışdır. Qzüqalxan qazıma qurğularında aparılan çoxsaylı müşahidələr göstərmişdir ki, təzyiq qiyməti sürətlə maksimuma yüksəlir, sonra tədricən azalır və müəyyən dəyərdə sabitləşir. Elə hallar olur ki,təzyiqin qiyməti sürətlə artdığından sonra təzyiq azalmadan sabitləşir. Məqalədə göstərilmişdir ki, quyuda təzyiqin artmasına səbəb olan qazın seqreqasiyası hadisəsi nəzəri və praktiki əhəmiyyətə malikdir. Bundan əlavə, qazılan quyuda quyudibi təzyiqinin dəyişməsi müxtəlif şəraitdə baş verə bilər, əgər qazıma borularinda qazın seqreqasiyası nəticəsində təzyiqin artım sürəti: layın işləməsi sürətindən çox olarsa, bu halda quyudan mayenin bir hissəsi laya sıxışdırılmalıdır.

Açar sözlər: quyuların qazılması; qaz təzahürləri; mürəkkəbləşmələr; açıq fontanlar; qazıma məhlulu; preventor; qaz seqreqasiyası; neft və qaz.