SOCAR

SOCAR Proceedings

Well drilling

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

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА НА ВОЗНИКНОВЕНИЕ ПРИХВАТОВ БУРИЛЬНЫХ И ОБСАДНЫХ КОЛОНН ПОД ДЕЙСТВИЕМ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЙ

Э. М. Сулейманов, С. Г. Новрузова*, И. Н. Алиев, Э. В. Гадашова

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

Evaluation of the influence of reservoir fluid on the occurrence of sticking of drill strings and casing strings under the influence of differential pressure

E. M. Suleymanov, S. H. Novruzova*, I. N. Aliev, E. V. Gadashova

Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

In the work, a dependence was obtained, analyzing which it is easy to see that the dimensionless parameter of sticking hazard depends very significantly on the permeability of the reservoir and increases in proportion to the increase in pressure drop, which is fully confirmed by the results of numerous experimental studies of sticking under the action of pressure drop. At the same time, one of the main, but previously not taken into account, factors that contribute to the occurrence of sticking in drilling wells is the viscosity of the formation fluid, as it decreases, the dimensionless sticking hazard parameter (i.e., the possible sticking force) in the interval of occurrence of a given permeable formation increases sharply. Indeed, the experience of drilling operations in various regions indicates that when drilling wells in gas fields, the frequency and severity of sticking is much higher than when drilling wells in oil fields, this requires special consideration in the process of drilling wells in gas fields.

KEYWORDS

Sticking; Drilling and casing strings; Differential pressure; Filter cake; Viscosity; Formation fluid.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Основной причиной возникновения прихватов труб под действием перепада давлений является быстрое нарастание на свободной от контакта поверхности проницаемого пласта фильтрационной корки с меньшей проницаемостью. При этом, формирующаяся фильтрационная корка начинает проявлять эффект «экранирования» и тем самым, способствует прижатию контактирующей части колонны труб к проницаемому пласту под действием перепада давления, численно равного потерям давления в фильтрационной корке [1-10].

Методы исследования

Очевидно, что процесс нарастания фильтрационной корки зависит от параметров бурового раствора и проницаемого пласта. На основании теоретических и экспериментальных исследований [11] установлена критериальная зависимость безразмерного параметра прихватоопасности φ, характеризующего силу прихвата в бурящейся скважине от совокупного влияния различных факторов. С учетом того, что в условиях реальной скважины фильтрование бурового раствора в проницаемый пласт происходит в радиальном направлении, эта зависимость может быть представлена в виде:

$$\varphi = \frac{k_1}{k_2} \frac{\delta}{R_0 \ln \frac{R_k}{R_0}} \qquad (1)$$

где k_1 и k_2 – соответственно, коэффициенты проницаемости фильтрационной корки и пласта, м^2; P_0 и P_k – соответственно, радиусы скважины и зоны возмущения в пласте, м; δ – толщина фильтрационной корки, м.

Из формулы (1) следует, что с увеличением проницаемости пласта, при прочих равных условиях, ожидаемая сила прихвата (прихватоопасность) возрастает. Однако в реальных условиях оценивать прихватоопасность опираясь лишь на данные о проницаемости пластов в необсаженной части ствола скважины было бы неверно [12-15]. Ведь согласно той же формуле (1) прихватоопасность зависит также и от толщины фильтрационной корки, которая, в свою очередь, зависит от возрастающего со временем объема поступившего в пласт фильтрата и концентрации твердой фазы в буровом растворе. Естественно, что при поступлении фильтрата в пласт происходит вытеснение в радиальном направлении находящегося в нем флюида (нефти, воды, газа или газоконденсата),

**E-mail:* sudaba.novruzova@mail.ru

http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220400778

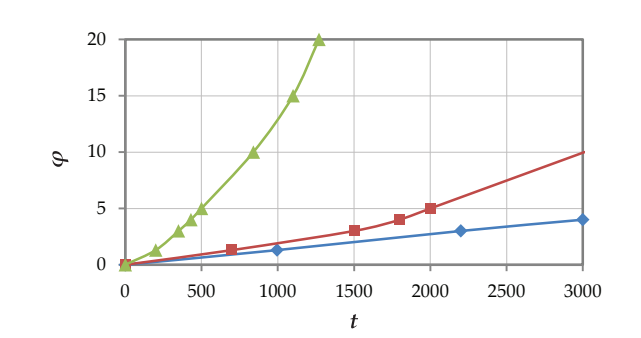

Рис. Зависимость φ от продолжительности контакта труб со стенкой скважины

от вязкости которого во многом зависит интенсивность данного процесса.

Рассмотрим эту задачу подробнее. Так, основываясь на том, что уменьшение проницаемости фильтрационной корки, а следовательно и скорости фильтрации бурового раствора во времени носит затухающий характер, запишем:

$$\frac{k_1}{k_2} = \frac{\upsilon_t}{\upsilon_0} = e^{\alpha t} \qquad (2)$$

где υ_0 и υ_t – соответственно, скорости фильтрации в начальный и текущий моменты времени, м/с; t – текущий момент времени фильтрации, с; α – коэффициент затухания фильтрации бурового раствора, 1/с.

В связи с тем, что толщина фильтрационной корки весьма мала то можно допустить, что процесс фильтрации через нее носит плоско-паралельный характер [16-19]. Таким образом, представляется возможным с учетом зависимости (2) получить выражение, описывающее процесс нарастания фильтрационной корки во времени в следующем виде :

$$\delta = \frac{C\upsilon_0}{(1-C)\alpha}\left(1-e^{-\alpha t}\right) \qquad (3)$$

где C – объемная концентрация твердой фазы в буровом растворе.

Как видно из формулы (3) в начальный момент времени (т.е. при $t=0$) толщина фильтрационной корки равна нулю. Кроме того, с увеличением объемной концентрации твердой фазы и начальной скорости фильтрации, и с уменьшением коэффициента затухания фильтрации бурового раствора, толщина фильтрационной корки увеличивается, что вполне соответствует реальным условиям.

Начальная скорость фильтрации из скважины в пласт определяется по формуле:

$$\upsilon_0 = \frac{k_2\left(P_c - P_n\right)}{\mu_n R_0 \ln\frac{R_k}{R_0}} \qquad (4)$$

где P_c и $P_{сп}$ – соответственно давления в скважине и в пласте, Па; μ_n – вязкость пластового флюида, Па·с.

При этом радиус зоны возмущения давления в пласте (3) является переменной величиной и определяется по формуле :

$$R_k = 2\sqrt{\frac{k_2 t}{\beta\mu_n}} \qquad (5)$$

где β – коэффициент упругоемкости пласта, 1/Па.

Полученные результаты

Последовательно подставляя (4) в (3), а полученное выражение в (1) с учетом формулы (5), получим универсальную расчетную зависимость безразмерного параметра призватоопасности от совокупного влияния различных геолого-технологических факторов в виде:

$$\varphi = \frac{k_2 C\left(P_c - P_n\right)\left(e^{\alpha t}-1\right)}{\mu_n\left(1-C\right)\alpha R_0^2 \ln^2\sqrt{4k_2 t/\beta\mu_n R_0^2}} \qquad (6)$$

Анализируя зависимость (6) нетрудно заметить,что безразмерный параметр прихватоопасности очень существенно зависит от проницаемости пласта и возрастает пропорционально увеличению перепада давлений, что полностью подтверждается результатами многочисленных экспериментальных исследований прихватов под действием перепада давлений. При этом одним из основных, но ренее не учитываемых, факторов, способствующих возникновению прихватов в бурящихся скважинах является вязкость пластового флюида, по мере уменьшения которой безразмерный параметр прихватоопасности (т.е. возможная сила прихвата) в интервале залегания данного проницаемого пласта резко увеличивается .

Действительно, опыт ведения буровых работ в различных регионах свидетельствует о том [11], что при бурении скважин на газовых месторождениях частота и тяжесть прихватов бывает гораздо выше, чем при бурении скважин на нефтяных месторождениях.

На рисунке показана характерная зависимость величины безразмнрного параметра прихватоопасности (φ) от продолжительности контакта (t) труб со стенкой скважины в интервале нефтяного (μ_n = 10 мПа·с, кривая 1), водяного (μ_n=1 мПа·с, кривая 2) и газового (μ_n=0.05 мПа·с, кривая 3) пластов. Расчеты велись при помощи компьютерной программы разработанной для численной реализации универсальной зависимости (6). При этом, были приняты следующие исходные данные: p_1 - p_2 = 5·10^6 Па; R_0=0.1 м; k_2=5·10^{-14} м^2; C=0.2; α=0.001 1/с; β=10^{-9} 1/Па.

Из рисунка следует, что, при прочих равных условиях, вероятность возникновения прихватов труб в скважине при разбуривании газовых пластов может быть в десятки раз выше, чем при разбуривании нефтяных пластов.

Повышенная прихватоопасность газоносных объектов должна быть особо учтена (ввиду увеличенного диаметра обсадной колонны по сравнению с бурильной трубой) при спуске обсадных колонн, так как их не доведение до забоя [20] приводит к многочисленным осложнениям.

Выводы

Исходя из того, что ликвидация прихватов колонн труб на практике требует очень больших затрат времени и средств, при бурении скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях следует в полном объме применять весь комплекс технико-технологических мер, направленных на предупреждение прихватов под действием перепада давлений. В частности, это требует своего особого учета в процессе проводки скважин на перспективном глубокозалегающем морском газовом месторождении «Шахдениз» и других газовых месторождениях.

Литература

1. Suleimanov, B. A. (1995). Filtration of disperse systems in a nonhomogeneous porous medium. *Colloid Journal*, 57(5), 704-707.

2. Suleimanov, B. A. (1996). Experimental study of the formation of fractal structures in displacement of immiscible fluids using a Hele-Shaw cell. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 69(2), 182-187.

3. Suleimanov, B. A. (1996). Effect of a surface-active substance on nonequilibrium phenomena in filtration of gas-liquid systems in the subcritical region. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 69(4), 427-431.

4. Suleimanov, B. A. (1997). Slip effect during filtration of gassed liquid. *Colloid Journal*, 59(6), 749-753.

5. Suleimanov, B. A. (1999). The slip effect during filtration of gassed non-Newtonian liquids. *Colloid Journal*, 61(6), 786-790.

6. Suleimanov, B. A. (2004). On the effect of interaction between dispersed phase particles on the rheology of fractally heterogeneous disperse systems. *Colloid Journal*, 66(2), 249–252.

7. Suleimanov, B. A. (2011). Mechanism of slip effect in gassed liquid flow. *Colloid Journal*, 73(6), 846–855.

8. Сулейманов, Б. А. (2011). Промывка песчаной пробки газированными жидкостями. *SOCAR Proceedings*, 1, 30-36.

9. Suleimanov, B. A. (2012). The mechanism of slip in the flow of gassed non-Newtonian liquids. *Colloid Journal*, 74(6), 726–730.

10. Рабиа, Х. (1989). Технология бурения нефтяных скважин. *Москва: Недра*.

11. Самотой, А. К. (1984). Прихваты колонн труб при бурении скважин. *Москва: Недра*.

12. (1999). Gas miqration control technology. *USA: Schlumberger Dowell*.

13. Rang, C. L. (1987, April). Evaluation of gas flows in cement. SPE-16385-MS. In: *SPE California Regional Meeting, Ventura, California, USA. Society of Petroleum Engineers*.

14. (1995). Schlumberger wireline and testing catalog. *USA: Houston, Texas*.

15. Steawart, R. B., Schouten, F. C. (1988). Gas invasion and migration in cemented annuli: causes and cures. SPE-14779-PA. *SPE Drilling Engineering*, 3(01), 77-82.

16. Lyons, W. C., Stanley, J. H., Sinisterra, F. J., Weller, T. (2021). Air and gas drilling manual. *Gulf Professional Publishing, Elsevier Inc*.

17. Rafiqul Islam, M., Enamul Hossain, M. (2021). Drilling engineering. *Gulf Professional Publishing, Elsevier Inc*.

18. Xiaozhen, S. (2013). Common well control hazards. *Gulf Professional Publishing, Elsevier Inc*.

19. Сулейманов, Э. М. (2012). Предупреждение и ликвидация аварий и осложнений при бурении. *Германия: Palmarium Academic Publishing*.

20. Богданов, Р. К., Бугаев, А. А., Голод, Н. В., Лившиц, В. Н. (1984). Породоразрушающая вставка. *Авторское свидетельство СССР № 1086110*.

References

1. Suleimanov, B. A. (1995). Filtration of disperse systems in a nonhomogeneous porous medium. *Colloid Journal*, 57(5), 704-707.

2. Suleimanov, B. A. (1996). Experimental study of the formation of fractal structures in displacement of immiscible fluids using a Hele-Shaw cell. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 69(2), 182-187.

3. Suleimanov, B. A. (1996). Effect of a surface-active substance on nonequilibrium phenomena in filtration of gas-liquid systems in the subcritical region. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 69(4), 427-431.

4. Suleimanov, B. A. (1997). Slip effect during filtration of gassed liquid. *Colloid Journal*, 59(6), 749-753.

5. Suleimanov, B. A. (1999). The slip effect during filtration of gassed non-Newtonian liquids. *Colloid Journal*, 61(6), 786-790.

6. Suleimanov, B. A. (2004). On the effect of interaction between dispersed phase particles on the rheology of fractally heterogeneous disperse systems. *Colloid Journal*, 66(2), 249–252.

7. Suleimanov, B. A. (2011). Mechanism of slip effect in gassed liquid flow. *Colloid Journal*, 73(6), 846–855.

8. Suleimanov, B. A. (2011). Sand plug washing with gassy fluids. *SOCAR Proceedings*, 1, 30–36.

9. Suleimanov, B. A. (2012). The mechanism of slip in the flow of gassed non-Newtonian liquids. *Colloid Journal*, 74(6), 726–730.

10. Rabia, H. (1989). Oil drilling technology. *Moscow: Nedra*.

11. Samotoy, A. K. (1984). Sticking pipe strings when drilling wells. *Moscow: Nedra*.

12. (1999). Gas miqration control technology. *USA: Schlumberger Dowell*.

13. Rang, C. L. (1987, April). Evaluation of gas flows in cement. SPE-16385-MS. In: *SPE California Regional Meeting, Ventura, California, USA. Society of Petroleum Engineers*.

14. (1995). Schlumberger wireline and testing catalog. *USA: Houston, Texas*.

15. Steawart, R. B., Schouten, F. C. (1988). Gas invasion and migration in cemented annuli: causes and cures. SPE-14779-PA. *SPE Drilling Engineering*, 3(01), 77-82.

16. Lyons, W. C., Stanley, J. H., Sinisterra, F. J., Weller, T. (2021). Air and gas drilling manual. *Gulf Professional Publishing, Elsevier Inc*.

17. Rafiqul Islam, M., Enamul Hossain, M. (2021). Drilling engineering. *Gulf Professional Publishing, Elsevier Inc*.

18. Xiaozhen, S. (2013). Common well control hazards. *Gulf Professional Publishing, Elsevier Inc*.

19. Suleimanov, E. M. (2012). Prevention and elimination of accidents and complications during drilling. *Germany: Palmarium Academic Publishing*.

20. Bogdanov, R. K., Bugaev, A. A., Golod, N. V., Livshits, V. N. (1984). Rock-breaking insert. *SU Patent 1086110*.

Оценка влияния пластового флюида на возникновение прихватов бурильных и обсадных колонн под действием перепада давлений

Э. М. Сулейманов, С. Г. Новрузова, И. Н. Алиев, Э. В. Гадашова
Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан

Реферат

В работе получена зависимость, анализируя которую нетрудно заметить, что безразмерный параметр прихватоопасности очень существенно зависит от проницаемости пласта и возрастает пропорционально увеличению перепада давлений, что полностью подтверждается результатами многочисленных экспериментальных исследований прихватов под действием перепада давлений. При этом одним из основных, но ранее не учитываемых факторов, способствующих возникновению прихватов в бурящихся скважинах является вязкость пластового флюида, по мере уменьшения которой безразмерный параметр прихватоопасности (т.е. возможная сила прихвата) в интервале залегания данного проницаемого пласта резко увеличивается. Действительно, опыт ведения буровых работ в различных регионах свидетельствует о том, что при бурении скважин на газовых месторождениях частота и тяжесть прихватов бывает гораздо выше, чем при бурении скважин на нефтяных месторождениях, что в свою очередь требует особого учета в процессе проводки скважин на газовых месторождениях.

Ключевые слова: прихват; бурильные и обсадные колонны; перепад давлений; фильтрационная корка; вязкость; пластовый флюид.

Təzyiq düşgüsü təsiri altında qazma və qoruyucu kəmərlərin tutulmasının baş verməsinə lay mayesinin təsirinin qiymətləndirilməsi

E. M. Süleymanov, S. H. Novruzova, İ. N. Əliyev, E. V. Qədəşova
Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Məqalədə alınan asılılığı təhlil edərək, tutulma təhlükəsinin ölçüsüz parametrinin rezervuarın keçiriciliyindən çox asılı olduğunu və təzyiq düşməsinin artmasına mütənasib olaraq artdığını görmək asandır, bu da təzyiq düşməsinin təsiri altında tutulma ilə bağlı çoxsaylı eksperimental tədqiqatlar nəticələri ilə tam təsdiqlənir. Eyni zamanda, qazma quyularında tutulmanın baş verməsini şərtləndirən əsas amillərdən biri, lay mayesinin özlülüyüdür. Lakin əvvəllər bu nəzərə alınmırdı, çünki özlülük azaldıqca ölçüsüz tutulma təhlükəsi parametri verilmiş keçirici təbəqənin baş vermə intervalında kəskin şəkildə artır. Həqiqətən də, müxtəlif regionlarda qazma əməliyyatlarının təcrübəsi göstərir ki, qaz yataqlarında quyuların qazılması zamanı tutulmanın tezliyi və ağırlığı neft mədənlərində quyuların qazılması ilə müqayisədə xeyli yüksək olur ki, bu da öz növbəsində qaz yataqlarında quyuların qazılması prosesində xüsusi diqqət tələb edir.

Açar sözlər: tutulma; qazma və qoruyucu kəmərlər; təzyiq düşgüsü; süzülmə qatı; özlülük; lay mayesi.