УДК 622.24

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБЛЕМ ГЕОТЕРМАЛЬНОГО БУРЕНИЯ

THEORETICAL STUDIES OF GEOTHERMAL DRILLING PROBLEMS

Дашевская Александра Андреевна
студент,
Санкт-Петербургский горный университет
alexdashevskaya@gmail.com

Леушева Екатерина Леонидовна
доцент,
Санкт-Петербургский горный университет
leusheva_el@pers.spmi.ru

Аннотация. Суровые скважинные условия высокого давления и высокой температуры (HPHT), встречающихся в геотермальных скважинах усложняют процесс бурения. Бурение в таких условиях требуют специального состава бурового раствора с высокой термической стабильностью и хорошими реологическими свойствами для выполнения функций бурового раствора. Поэтому необходимо приложить большие усилия для выбора подходящего бурового раствора, контроля свойств бурового раствора во время буровых работ и прогнозирования его характеристик в скважинных условиях. В данной статье рассматриваются общие проблемы, связанные с геотермальным бурением.

Ключевые слова: высокое давление и высокая температура, HPHT, геотермальные скважины, проблемы геотермального бурения.

Dashevskaia Aleksandra Andreevna
Student,
Saint-Petersburg Mining University
alexdashevskaya@gmail.com

Leusheva Ekaterina Leonidovna
Associate Professor,
Saint-Petersburg Mining University
leusheva_el@pers.spmi.ru

Annotation. The harsh downhole conditions of high pressure and high temperature (HPHT) encountered in geothermal wells make the drilling operation challenging. Drilling in such conditions requires special drilling mud composition with high thermal stability and good rheological properties to fulfill the drilling fluid functions. Therefore, great work should be put into selecting the suitable drilling fluid, optimizing and monitoring the drilling fluid properties throughout drilling operations, and predicting its performance under downhole conditions. This article discusses common problems associated with geothermal drilling.

Keywords: high pressure and high temperature, HPHT, geothermal wells, problems of geothermal drilling.

Из-за высокого спроса на энергию и растущих экологических проблем, связанных с нефтяной промышленностью, геотермальные месторождения считаются отличным возобновляемым источником энергии. Из-за этого количество проектов геотермальной разведки и бурения для доступа к геотермальным пластам значительно увеличилось за последние десятилетия [1, 2, 3]. Геотермальная энергия может быть получена путем бурения скважин на геотермальных месторождениях и передачи земного тепла с использованием циркулирующего флюида, добываемого из геотермальных скважин или закачиваемого с поверхности [4]. Достижения в области технологий бурения в нефтяной промышленности являются ключом к развитию бурения геотермальных скважин [5, 6, 7]. Более того, сходство внутрискважинных условий между геотермальными и HPHT нефтяными и газовыми скважинами позволяет инженерам сопоставлять технические проблемы и извлеченные уроки из бурения нефтяных и газовых скважин, чтобы лучше изучить сложности бурения геотермальных скважин. Основные отличия между геотермальными и HPHT нефтяными и газовыми скважинами являются тип добываемого флюида и среда, в которой добываемый флюид существует [6, 8].

Геотермальные скважины подразделяются на три категории в зависимости от их температуры: низкотемпературные (менее 150 °C), среднетемпературные (от 150 до 200 °C) и высокотемпературные (более 200 °C). Однако в геотермальных скважинах температура может превышать критическую температуру воды, при которой процесс бурения и заканчивания становится все более сложным [9].

Условия залегания пластов вызвали множество проблем при бурении геотермальных скважин, в том числе, связанных с контролем за целостностью скважин и поглощениями [10, 11]. Помимо высоких температур, твердые породы накладывают дополнительные технические ограничения на выбор буровых долот, материала обсадной колонны, бурового раствора и составов цемента. Эти условия создают потребность в большом количестве технологических достижений, чтобы справиться с проблемами в процессе бурения скважин HPHT [4]. Условия HPHT требуют специальных составов буровых растворов с высокой термической стабильностью, чтобы выдерживать высокие температуры в скважине и избегать осложнений, возникающих в результате движения флюида.

Точное знание свойств бурового раствора в скважинных условиях и во время буровых работ имеет решающее значение. Изменения в этих свойствах должны быть минимизированы, чтобы обеспечить эффективное и рентабельное бурение [12]. Повышенные температуры, встречающиеся в геотермальных скважинах, существенно влияют на реологию бурового раствора [13, 14]. Кроме того, высокая температура разрушает присутствующие полимерные добавки, присутствующие в буровом рас-

творе, и снижает вязкость бурового раствора, тем самым ухудшая его характеристики и создавая серьезные проблемы для проведения буровых работ [15, 16, 17]. Сообщалось, что высокое давление увеличивает вязкость и предел текучести буровых растворов на нефтяной основе путем изменения объема дисперсной фазы за счет сжатия [18, 19, 20].

Стоит уделить отдельное внимание физической и химической стабильности. Они являются важными характеристиками бурового раствора из-за их существенного влияния на буровые работы. Высокая температура в скважине способствует термической деструкции полимерных добавок и ухудшает реологические свойства буровых растворов [21, 22, 23]. Другой проблемой, связанной со стабильностью бурового раствора является флокуляция бентонитового раствора из-за высокой температуры, вызывающей нежелательные изменения реологических свойства бентонитовой глины. Это изменение часто наблюдается при повышенных температуры выше 121 °C [24].

Сложные условия также могут повредить обсадную колонну, цементный камень и скважинные инструменты. Распространенными типами горных пород в геотермальных резервуарах являются магматические породы, такие как гранит, кварцит, гранодиориты и грауваккки [8]. Эти виды горных пород хорошо известны своей твердостью и абразивностью, которые увеличивают износ долот и сокращают срок их службы [25, 26].

Твердость буримой породы увеличивает вибрации бурильной колонны, что приводит к выходу из строя скважинных инструментов [27, 28, 29]. Выявлено, что изменения в высокотемпературных геотермальных скважинах вызывают термические напряжения в обсадной колонне. Когда эти напряжения превышают предел текучести обсадной колонны, обсадная труба выходит из строя из-за термической усталости [30, 31]. Кроме того, другие формы разрушения обсадной колонны возникают в результате коррозии, износа и перегрузок при бурении и обсадке геотермальных скважин [9, 32]. Эти проблемы неизбежно нарушат бурение, испытание и добычу, а также могут привести к необходимости ликвидировать скважину [9].

Еще одной проблемой в геотермальной отрасли является высокая стоимость буровых работ [8]. В зависимости от характера и сложности залегания геотермальных пластов, стоимость буровых работ колеблется в пределах 40–60 % от общей суммы стоимость геотермального проекта, включая разведочное и эксплуатационное бурение. По сравнению с нефтяной промышленностью, высокая стоимость бурения и низкий доход ложатся дополнительным бременем на геотермальную отрасль, и потребность в коммерческом бурении все еще существует [33]. Различные способы снижения стоимость буровых работ в геотермальных скважинах многократно обсуждались. Перенос технологий и достижений в области бурения нефтяных и газовых скважин в геотермальную отрасль и переход к автоматизированным операциям обеспечат рентабельное бурение и сделают геотермальные проекты более осуществимыми [34, 35]. Геотермальная промышленность также должна инвестировать в разработку передовых инструментов, более подходящих для твердых и абразивных пород для обеспечения более эффективного бурения.

В связи с небольшим количеством пробуренных скважин по сравнению с нефтегазовой отраслью, отсутствием данных по бурению и эксплуатации, геотермальные проекты представляют собой еще одну проблему для геотермальной промышленности. Эта неопределенность подтверждает потребность в технологиях и переносе опыта бурения и эксплуатации из нефтяной отрасли для заполнения пробелов и повышения эффективности буровых работ.

Выводы:

1. Геологические условия залегания геотермальных пластов усложняют процесс бурения. Это вынуждает отрасль к максимально тщательному подбору материалов для буровых растворов, обсадных колонн, цементов и скважинного оборудования, чтобы выдерживать высокую температуру и давление.
2. Сходство буровых работ между нефтяной и геотермальной отраслями и отсутствие развития технологий в геотермальной сфере поспособствовали передаче знаний и технологий из нефтяной отрасли. Это позволит свести к минимуму высокую стоимость геотермального бурения для повышения эффективности геотермальных проектов.

Литература:

1. Challenges of drilling in the Chilean altiplano / R. De Angelis [et al.] // In : The SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. Amesterdam. – Netherlands, 2011.
2. Kiran R., Salehi S. Assessing the relation between petrophysical and operational parameters in geothermal Wells : a machine learning approach // In: Proceedings of 45th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. – California, USA : Stanford, 2020.
3. Reverse cleanout in a geothermal well: analysis of a failed coiled-tubing operation / T. Reinsch [et al.] // SPE Prod. Oper. – 2015. – № 30. – P. 312–320.
4. Finger J., Blankenship D. Handbook of Best Practices for Geothermal Drilling // Sandia Report. – 2010.
5. Experimental investigation of the effects of rotational speed and weight on bit on drillstring vibrations, torque and rate of penetration / V.A. Bavadiya [et al.] // In: The SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Society of Petroleum Engineers. – Abu Dhabi, UAE, 2017

6. Capuano L.E. Geothermal well drilling. Geothermal Power Generation: Developments and Innovation // Elsevier Ltd, 2016. – P. 107–139.
7. Teodoriu C., Yi M.C., Salehi S. A Novel Experimental Investigation of Cement // Energies. – 2019. – 3426 P.
8. Vollmar D., Wittig V., Bracke R. Geothermal drilling best practices: the geothermal translation of conventional drilling recommendations – main potential challenges. – 2013.
9. Kruszewski M., Wittig V. Review of failure modes in supercritical geothermal drilling projects // Geotherm. Energy. – 2018. – № 6. – P. 1–29.
10. Chemwotei S.C. Geothermal Drilling Fluids. – 2011.
11. Shadravan A., Amani M. HPHT 101-What petroleum engineers and geoscientists should know about high pressure high temperature wells environment // Energy Sci. Technol. – 2012. – № 4. – P. 36–60.
12. HP/HT drilling fluids challenges / R. Bland [et al.] // In: The IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – Bangkok, Thailand, 2006.
13. Ahmad K.M., Federer G. An experimental study to investigate the influence of temperature and pressure on the rheological characteristics of «Glydril» water-based muds. J. // Oil, Gas Petrochemical Sci. – 2018. – № 1. – P. 48–52.
14. The Iceland Deep Drilling Project 4.5 km deep well, IDDP-2, in the seawater-recharged Reykjanes geothermal field in SW Iceland has successfully reached its supercritical target / G. Fridleifsson [et al.] // Sci. Drill. – 2017. – № 23. – P. 1–12.
15. Amani M. The rheological properties of oil-based mud under high pressure and high temperature conditions // Adv. Pet. Explor. Dev. – 2012. – № 3. – P. 21–30.
16. Sukhoboka O. Drilling fluid rheology under high pressure high temperature conditions and its impact on the rate of penetration // In: The SPE Bergen One Day Seminar 2017. Society of Petroleum Engineers. – Bergen, Norway, 2017.
17. Water-based drilling fluid for HP/HT applications / M.A. Tehrani [et al.] // In: The SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Society of Petroleum Engineers. – Houston, Texas, USA, 2007.
18. Amani M., Al-Jubouri M. The effect of HP and HT on water based DF.pDf // Energy Sci. Technol. – 2012. – № 4. – P. 27–33.
19. High-pressure/high-temperature rheology of Na+-montmorillonite clay suspensions / S. Rossi [et al.] // In: The SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Society of Petroleum Engineers. – Houston, Texas, USA, 1999.
20. Исследования буровых растворов на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов / М.В. Нуцкова [и др.] // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19. – № 2.
21. Amani M., Al-Jubouri M. An experimental investigation of the effects of ultra-high pressure and temperature on the rheological properties of water-based drilling fluids // In: The SPE/APPEA International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production. Society of Petroleum Engineers. – Perth, Australia, 2012.
22. Avci E., Mert B.A. The rheology and performance of geothermal spring water-based drilling fluids // Geofluids. – 2019.
23. Прогнозирование и предупреждение осложнений в процессе бурения при помощи методов искусственного интеллекта и машинного обучения / Г.В. Буслаев [и др.] // Научный журнал Российского газового общества. – 2021. – №. 2. – С. 38–43.
24. Zilch H.E., Otto M.J., Pye D.S. Evolution of geothermal drilling fluid in the Imperial Valley // In: The Western Regional Meeting. Long Beach. – 1991.
25. Performance of polycrystalline diamond compact bit based on laboratory tests assuming geothermal well drilling / K. Miyazaki [et al.] // Geothermics. – 2019. – № 80. – P. 185–194.
26. Rate of penetration of geothermal wells: a key challenge in hard rocks / C. Baujard [et al.] // In: The 42nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. –California, USA : Stanford, 2017.
27. Литвиненко В.С., Двойников М.В. Обоснование выбора параметров режима бурения скважин роторными управляемыми системами // Записки Горного института. – 2019. – Т. 235.
28. Двойников М.В. Исследования технико-технологических параметров бурения наклонных скважин // Записки Горного института. – 2017. – Т. 223.
29. Teodoriu C. Why and when does casing fail in geothermal wells // In: Proceedings World Geothermal Congress. – Melbourne, Australia, 2015.
30. Wu Y., Patel H.R., Salehi S. Thermal considerations of cement integrity in geothermal Wells // In: The 45th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. – Stanford, California, USA, 2020.
31. A novel View of cement failure with application to geothermal Well construction / C. Teodoriu [et al.] // In: The 43rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. – Stanford, California, USA, 2018.
32. Potentials for cost reduction for geothermal Well construction in View of various drilling technologies and automation opportunities / E. Randeberg [et al.] // In: 36th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. – Stanford, California, USA, 2012.
33. Falcone G., Teodoriu C. Oil and gas expertise for geothermal exploitation - the need for technology transfer // In: The 2008 SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – Rome, Italy, 2008.
34. Synergies and opportunities between EGS development and oilfield drilling operations and producers / S. Petty [et al.] // In: The SPE Western Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers. – San Jose, California, USA, 2009.

References:

1. Challenges of drilling in the Chilean altiplano / R. De Angelis [et al.] // In : The SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. Amesterdam. – Netherlands, 2011.
2. Kiran R., Salehi S. Assessing the relation between petrophysical and operational parameters in geothermal Wells : a machine learning approach // In: Proceedings of 45th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. – California, USA : Stanford, 2020.

3. Reverse cleanout in a geothermal well: analysis of a failed coiled-tubing operation / T. Reinsch [et al.] // SPE Prod. Oper. – 2015. – № 30. – P. 312–320.
4. Finger J., Blankenship D. Handbook of Best Practices for Geothermal Drilling // Sandia Report. – 2010.
5. Experimental investigation of the effects of rotational speed and weight on bit on drillstring vibrations, torque and rate of penetration / V.A. Bavadiya [et al.] // In: The SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Society of Petroleum Engineers. – Abu Dhabi, UAE, 2017
6. Capuano L.E. Geothermal well drilling. Geothermal Power Generation: Developments and Innovation // Elsevier Ltd, 2016. – P. 107–139.
7. Teodoriu C., Yi M.C., Salehi S. A Novel Experimental Investigation of Cement // Energies. – 2019. – 3426 P.
8. Vollmar D., Wittig V., Bracke R. Geothermal drilling best practices: the geothermal translation of conventional drilling recommendations – main potential challenges. – 2013.
9. Kruszewski M., Wittig V. Review of failure modes in supercritical geothermal drilling projects // Geotherm. Energy. – 2018. – № 6. – P. 1–29.
10. Chemwotei S.C. Geothermal Drilling Fluids. – 2011.
11. Shadravan A., Amani M. HPHT 101-What petroleum engineers and geoscientists should know about high pressure high temperature wells environment // Energy Sci. Technol. – 2012. – № 4. – P. 36–60.
12. HP/HT drilling fluids challenges / R. Bland [et al.] // In: The IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – Bangkok, Thailand, 2006.
13. Ahmad K.M., Federer G. An experimental study to investigate the influence of temperature and pressure on the rheological characteristics of «Glydril» water-based muds. J. // Oil, Gas Petrochemical Sci. – 2018. – № 1. – P. 48–52.
14. The Iceland Deep Drilling Project 4.5 km deep well, IDDP-2, in the seawater-recharged Reykjanes geothermal field in SW Iceland has successfully reached its supercritical target / G. Fridleifsson [et al.] // Sci. Drill. – 2017. – № 23. – P. 1–12.
15. Amani M. The rheological properties of oil-based mud under high pressure and high temperature conditions // Adv. Pet. Explor. Dev. – 2012. – № 3. – P. 21–30.
16. Sukhoboka O. Drilling fluid rheology under high pressure high temperature conditions and its impact on the rate of penetration // In: The SPE Bergen One Day Seminar 2017. Society of Petroleum Engineers. – Bergen, Norway, 2017.
17. Water-based drilling fluid for HP/HT applications / M.A. Tehrani [et al.] // In: The SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Society of Petroleum Engineers. – Houston, Texas, USA, 2007.
18. Amani M., Al-Jubouri M. The effect of HP and HT on water based DF.pDf // Energy Sci. Technol. – 2012. – № 4. – P. 27–33.
19. High-pressure/high-temperature rheology of Na+-montmorillonite clay suspensions / S. Rossi [et al.] // In: The SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Society of Petroleum Engineers. – Houston, Texas, USA, 1999.
20. Investigations of oil based muds to primary opening of productive formations / M.V. Nutskova [et al.] // Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Saint-Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation. – 2019. – Vol. 19. – № 2.
21. Amani M., Al-Jubouri M. An experimental investigation of the effects of ultra-high pressure and temperature on the rheological properties of water-based drilling fluids // In: The SPE/APPEA International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production. Society of Petroleum Engineers. – Perth, Australia, 2012.
22. Avci E., Mert B.A. The rheology and performance of geothermal spring water-based drilling fluids // Geofluids. – 2019.
23. Prediction and prevention of complications in the drilling process using artificial intelligence and machine learning / G.V. Buslaev [et al.] // Rate of scientific journal of the Russian gas society. – 2021. – №. 2. – P. 38–43.
24. Zilch H.E., Otto M.J., Pye D.S. Evolution of geothermal drilling fluid in the Imperial Valley // In: The Western Regional Meeting. Long Beach. – 1991.
25. Performance of polycrystalline diamond compact bit based on laboratory tests assuming geothermal well drilling / K. Miyazaki [et al.] // Geothermics. – 2019. – № 80. – P. 185–194.
26. Rate of penetration of geothermal wells: a key challenge in hard rocks / C. Baujard [et al.] // In: The 42nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. –California, USA : Stanford, 2017.
27. Litvinenko V.S., Dvoynikov M.V. Substantiation of the choice of parameters for drilling wells with rotary controlled systems // Rate of notes of the Mining Institute. – 2019. – Vol. 235.
28. Dvoinikov M.V. Rate of research of technical and technological parameters of drilling inclined wells // Notes of the Mining Institute. – 2017. – Vol. 223.
29. Teodoriu C. Why and when does casing fail in geothermal wells // In: Proceedings World Geothermal Congress. – Melbourne, Australia, 2015.
30. Wu Y., Patel H.R., Salehi S. Thermal considerations of cement integrity in geothermal Wells // In: The 45th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. – Stanford, California, USA, 2020.
31. A novel View of cement failure with application to geothermal Well construction / C. Teodoriu [et al.] // In: The 43rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. – Stanford, California, USA, 2018.
32. Potentials for cost reduction for geothermal Well construction in View of various drilling technologies and automation opportunities / E. Randeberg [et al.] // In: 36th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. – Stanford, California, USA, 2012.
33. Falcone G., Teodoriu C. Oil and gas expertise for geothermal exploitation - the need for technology transfer // In: The 2008 SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – Rome, Italy, 2008.
34. Synergies and opportunities between EGS development and oilfield drilling operations and producers / S. Petty [et al.] // In: The SPE Western Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers. – San Jose, California, USA, 2009.