

**А. Д. Бакирова^{1*}, Д. В. Шаляпин^{1,2}, Э. В. Бабушкин², Д. Л. Бакиров²,
В. Г. Кузнецов¹**

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Россия

*e-mail: adelyabakirova@mail.ru

Аннотация. Сохранение целостности стенок скважины в глинисто-аргиллитовых отложениях по-прежнему является актуальной производственной проблемой и областью научных исследований для предприятий Западной Сибири. На бурение боковых стволов в неустойчивых глинистых горных породах уходит большое количество непроизводительного времени, связанного с ликвидацией возникающих осложнений. Для решения данной проблемы был проведен анализ фактических причин осложнений при бурении боковых стволов на разные эксплуатационные объекты. Показано, что значительное непроизводительное время занимают осложнения, связанные с потерей устойчивости ствола скважины. Так, при бурении боковых стволов на некоторые эксплуатационные объекты на устранение потери устойчивости стенок скважин уходит до 50 % от общего времени строительства скважины. Даны наиболее эффективные рекомендации по предупреждению потери устойчивости глинисто-аргиллитовых горных пород: строгий контроль плотности бурового раствора, изменений давления, применение высокоингибирующих буровых растворов, при возникновении осложнений — установка закрепляющих ванн.

Ключевые слова: целостность ствола скважины; устойчивость стенок; глинисто-аргиллитовые горные породы

Well drilling in weak clay-claystone rocks: challenges and remedies

**Adelya D. Bakirova^{1*}, Denis V. Shalyapin^{1,2}, Eduard V. Babushkin²,
Daniyar L. Bakirov², Vladimir G. Kuznetsov¹**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: adelyabakirova@mail.ru

Abstract. The maintenance safety of the wellbore in clay-claystone formations is important aim for modern investigations for companies in Western Siberia as usual. There is a lot of non-productive time to do sidetrack due to weak clay rocks. The analysis was done to solve these true challenges of the sidetrack into the different production zones. There is a lot of non-productive time for the accident responses because of wellbore lose control. For example, 50 % of drilling time has non-productive time to stabilize wellbore. There are the most effective ways to prevent losing control of wellbore: control of mud density and pressure drop variation, using of inhibitors with high effectivity, applying stabilizing bath in dangerous zones.

Key words: safety of wellbore; wellbore stability; clay-claystone rocks

Введение

Бурение нефтяных и газовых скважин в интервалах неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород связано с возникновением различных осложнений (например, набухание, обвалы, выпучивания, появление плывунов) и, как следствие, возникновением аварий, которые в совокупности могут привести к обвалу горной породы, полной потере ствола скважины и забойного инструмента [1, 2].

Объект исследования

Накопленный отечественный и зарубежный опыт бурения в глинисто-аргиллитовых горных породах не всегда позволяет достичь безаварийного бурения, вследствие чего 10 % от времени строительства скважин тратится на устранение осложнений в результате набухания глин, осыпей и обвалов аргиллитов, ликвидация которых может занимать до 50 % непроизводительного времени [3, 4].

Проникновение фильтрата, который содержится в буровых промывочных жидкостях, в горные породы, сложенные уплотненными глинами, аргиллитами или глинистыми сланцами, может привести к их набуханию, дезинтеграции и в конечном счете к обрушению в ствол скважины [5, 6].

Вскрытие под большим зенитным углом продуктивных пластов в неустойчивых глинисто-аргиллитовых породах (например, покачевско-савуйской пачки глин, являющейся крышкой пласта БВ₁ Ватьеганского месторождения) считается основной проблемой при бурении боковых стволов с горизонтальным окончанием на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Вследствие слабой устойчивости таких отложений происходят осыпи и обвалы, требуется значительное время на нормализацию и стабилизацию ствола с целью исключения затяжек, посадок, прихватов бурильного инструмента [7, 8]. Однако большое количество извлекаемых запасов нефти в пластах БВ₁₋₂ требует от промышленности искать технологические решения и разрабатывать новые способы для предотвращения и ликвидации осложнений.

Результаты. Обсуждение

Решение описанной проблемы по сохранению целостности ствола скважины находится в детальном изучении причин неустойчивости. Анализ научных работ [9–15] позволяет выявить основные причины возникновения неустойчивости глинисто-аргиллитовых пород при бурении скважин в соответствующих интервалах:

- *Разгрузка горной породы со стороны скважины при бурении и отсутствие соответствующей компенсации гидростатическим давлением.* По мнению авторов [9], причины обвалов связаны с тем, что при бурении глинистые минералы, из-за снижения бокового давления, упруго расширяются, так как гидростатическое давление, создаваемое столбом бурового раствора, не компенсирует потерю горного давления со стороны скважины. При этом порода впитывает воду из бурового раствора. Вода, проникая в поры глины, «включает» капиллярное давление, и начинается выпучивание глины. Глина обрушается и попадает в ствол скважины — идет образование каверн. Помимо этого, на устойчивость ствола скважины влияет напряженное состояние горных пород. Так, горное давление в значительной степени влияет на выпадение частиц глин в ствол скважины, ввиду слабого противодействия на пласт [10, 11].

- *Увлажнение и набухание глинистых частиц при их гидратации в результате проникновения фильтрата бурового раствора в породу, в том числе и через микротрещины.* По мнению авторов [12], причиной неустойчивости глинистых пород является их увлажнение — пропитка дисперсной средой межчастичного и межпакетного пространства, приводящая к набуханию, нарушению строения и ослаблению прочности структурных связей между частицами пород. Такого же мнения придерживается и автор [13], считающий, что неустойчивость пород в скважинах связана главным образом с набуханием глинистых частиц, которое, в свою очередь, обусловлено гидрофильным характером глинистых минералов.

- *Осмотическое набухание глинистых частиц, связанное с различной минерализацией среды в скважине и флюида в породе.* Общеизвестно, что набухание глинистых пород происходит в результате воздействия на них воды, содержащейся в фильтрате бурового раствора на водной основе, который может проникать в породу путем фильтрации. Причиной осмотического набухания является разница концентраций солей в воде, окружающей набухающие агрегаты, и во внутриагрегатном растворе. Если концентрация внешнего по отношению к набухающим агрегатам раствора меньше суммарной концентрации раствора, находящегося во внутриагрегатных порах, то происходит набухание породы, которое возрастает с повышением разницы концентраций этих растворов. Если концентрация внешнего раствора больше концентрации порового раствора, то может происходить обратный процесс. При этом может наблюдаться сжатие породы, подобное тому, которое наблюдается при ее высыхании [14, 15].

Анализ промысловых данных строительства скважин на лицензионных участках ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» за период с 2014 по 2017 гг. выявил 876 случаев возникновения осложнений и аварий, произошедших при эксплуатационном бурении в глинах и аргиллитах. На ликвидацию осложнений затрачено 12–15 % времени строительства скважины. В период с 2015 по 2016 гг. при бурении боковых стволов зафиксировано 413 осложнений, 20–22 % времени затрачено на проходку глинисто-аргиллитовых формаций, кроме того, 14–17 % — это доля времени на ликвидацию осыпей и обвалов. В таблице отражены данные за 2015–2016 гг. по соотношению общего количества скважин к числу осложнений при их строительстве, а также представлена информация по времени на устранение конкретного осложнения.

Проведенный анализ выявил, что литология интервала и глубина залегания эксплуатационного объекта во многом определяют характер и вероятность возникновения осложнений при бурении боковых стволов. Это обуславливается наличием неустойчивых глинистых пород и вскрытых бурением про-

дуктивных пластов. На Ватъеганском месторождении предупреждение и ликвидация осложнений, связанных с неустойчивыми породами, характеризуются большими затратами времени и низкой эффективностью.

Сведения по количеству осложнений, возникающих при бурении скважин, и времени на их устранение

Объект	Виды осложнений			Количество скважин	Количество осложнений	Проработки, ч	Производительное время, ч
	поглощения, ч	газонефтеводопроявления, ч	прихваты, ч				
AB ₁ ²	–	–	4	7	19	15	714
AB ₃	2	–	–	3	8	14	690
AB ₆	–	–	42	1	4	–	606
AB ₇ ⁴	–	–	–	1	2	24	782
AB ₈ ¹	270	–	–	2	6	–	808
AB ₈ ²⁶	–	–	–	6	7	179	1 006
BB ₁	311	–	–	6	6	396	696
BB ₆	29	–	29	2	3	43	1 014
BB ₈	11	11	37	12	23	16	642
BB ₇ ³⁻⁴	–	15	–	3	5	13	799

Практический опыт бурения скважин позволил выработать различные технические и технологические способы по предупреждению неустойчивости ствола скважины. В основном к этим способам относятся регулирование параметров промывочной жидкости (плотность, показатель фильтрации и вязкость) и регулирование физико-химического взаимодействия бурового раствора на стенки скважины [7].

Промышленный опыт строительства скважин на Ватъеганском месторождении с применением некоторых, успешно апробированных на других месторождениях буровых промывочных жидкостей на водной основе выявил высокую вероятность осыпей покрышки пласта BB₁. Это объясняется высокой чувствительностью глинистых пород к фильтрату, что требует использования специальных буровых растворов.

Одним из методов борьбы с неустойчивостью стенок скважин является поддержание максимально возможной плотности промывочной жидкости, что считается главным фактором стабилизации и поддержания устойчивости стенок скважины [16]. Наличие зон с аномально низкими пластовыми давлениями во вскрытых бурением пластах группы А и в целевых пластах группы Б повышает риски при применении буровых растворов повышенной плотности.

Другим методом борьбы с гидратацией глин является применение растворов на углеводородной основе (РУО) и высококонцентрированных солевых растворов, поскольку данные промывочные жидкости не фильтруются в глинистые породы. Но в то же время из-за высокой вязкости и эквивалентной циркуляционной плотности возникают поглощения, особенно при наличии во вскрытом геологическом разрезе зон с низкими пластовыми давлениями [17–19].

Механическая кольматация также представляет собой способ предотвращения проникновения фильтрата в глины и аргиллиты. Закупоривание трещин и пор горных пород происходит за счет применения реагентов, размеры которых равны или превышают размер самих пор [15].

В дополнение к вышесказанному может использоваться способ кольматации за счет образования нерастворимых соединений внутри микротрещин и пор породы, как например, установка силикатных ванн. Жидкое стекло, входящее в их состав, оказывает крепящее действие за счет образования нерастворимых или малорастворимых гидросиликатов поливалентных металлов, которые кольматируют поровое и трещинное пространство, снижая проникновение фильтрата раствора в породу и предотвращая проникновение порового давления. Кроме того, при $pH = 7$ и менее, может параллельно происходить реакция образования гелей кремниевых кислот, также обладающих высокими кольматирующими свойствами [10]. Установка силикатной ванны проводится сразу после проработки скважины в местах осложнений перед спуском обсадной колонны. Такую технологию и рецептуру (в состав ванны входят жидкое стекло, карбоксиметилцеллюлоза и поверхностно-активные вещества) разработали в институте «ТатНИПИнефть» и применили на скважинах ООО «Татнефть-Бурение» [20].

Таким образом, способы предупреждения потери устойчивости ствола скважины можно классифицировать следующим образом:

- контроль плотности бурового раствора (поддержание минимально необходимой/максимально допустимой плотности), а также контроль колебаний давлений в стволе скважины во время проведения технологических операций;
- применение буровых растворов на водной основе с высокими ингибирующими и крепящими свойствами либо растворов на безводной основе (РУО, обратные эмульсии);
- установка закрепляющих поверхность породы ванн в призабойной зоне пласта.

Выводы

Проанализированы причины потери устойчивости и способы предупреждения осложнений ствола скважины при бурении в интервалах глинисто-аргиллитовых пород.

Проведенный анализ причин осложнений на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в период за 2014–2017 гг. показал, что доля осложнений, связанных с потерей устойчивости стенок скважин при бурении боковых стволов, составляет 20–22 %.

Проблема набухания глинисто-аргиллитовых горных пород является актуальной, поскольку не разработаны унифицированные и действенные методы по борьбе и предотвращению аварий и осложнений, вызванных проникновением фильтрата в глинистые минералы. Для решения данной проблемы в перспективе должны быть разработаны новые лабораторные методы исследования набухания глин, в основе которых будут эксперименты на цельных образцах керна, что позволит досконально изучить механизм фильтрации жидкости под давлением в условиях близких к горно-геологическим.

Библиографический список

1. Самотой А. К. Прихваты колонн при бурении скважин. – М.: Недра, 1984. – 204 с.
2. Пустовойтенко И. П. Предупреждения и методы ликвидации аварий и осложнений в бурении: учеб. пособие. – М.: Недра, 1987. – 237 с.
3. Курочкин Б. М. Техника и технология ликвидации осложнений при бурении и капитальном ремонте скважин. В 2 частях. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. – Ч. 1. – 2007. – 598 с.
4. Курочкин Б. М. Техника и технология ликвидации осложнений при бурении и капитальном ремонте скважин. В 2 частях. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. – Ч. 2. – 2008. – 554 с.
5. Технология и техника бурения: учеб. пособие. В 2 ч. / В. С. Войтенко [и др.]; под общ. ред. В. С. Войтенко. – Ч. 2. Технология бурения скважин. – Минск: Новое знание; М.: ИНФРА-М, 2013. – 613 с.
6. Киреев А. М., Симонов В. И. Обобщение опыта ликвидации осложнений на скважинах Западной Сибири // Проблема развития Западно-Сибирского топливно-энергетического комплекса: сб. науч. тр. / ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1984. – С. 34–36.
7. Кудряшов Б. Б., Яковлев А. М. Бурение скважин в осложненных условиях: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1987. – 269 с.
8. Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник. – 6-е изд., испр. – М.: Академия, 2011. – 352 с.
9. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 2002. – 632 с.
10. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: учебник. – М.: Недра, 2000. – 678 с.
11. Мосин В. А. Устойчивость глинистых пород при бурении нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2017. – 422 с.
12. Ингибирующие буровые растворы и устойчивость глинистых пород / А. А. Хуббатов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 5. – С. 64–67.
13. Храмченков М. Г., Храмченков Э. М., Петруха В. В. Особенности набухания глинистых пород в растворах электролитов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 62–63.
14. Обеспечение устойчивости глинистых отложений в горизонтальных скважинах ОАО «Самаранефтегаз» / А. С. Нечаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 38–41.
15. Грей Дж. Р., Дарли Г. С. Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
16. Рязанов Я. А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: Летопись, 2005. – 662 с.
17. Совершенствование технологии строительства горизонтальных скважин / Д. Л. Бакиров [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 1 (613). – С. 55–59. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-1(613)-55-59
18. Обеспечение безаварийной проводки горизонтальных боковых стволов в интервалах залегания неустойчивых пород / Д. Л. Бакиров [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 46–49.
19. Предупреждение и борьба с дифференциальными прихватами при бурении горизонтальных и субгоризонтальных участков скважин / М. М. Фаттахов [и др.] // Бурение и нефть. – 2012. – № 8. – С. 38–41.
20. Использование модифицированного силикатного раствора для установки ванны при заканчивании строительства скважин [Электронный ресурс] / Р. И. Катеева [и др.]. – Режим доступа: <http://ecoburneft.ru/index.php/2009-10-21-06-55-11/65-2009-10-22-10-40-24>.

References

1. Samotoy, A. K. (1984). Prikhvaty kolonn pri burenii skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 204 p. (In Russian).
2. Pustovoytenko, I. P. (1987). Preduprezhdeniya i metody likvidatsii avariyy i oslozhneniy v burenii. Moscow, Nedra Publ., 237 p. (In Russian).
3. Kurochkin, B. M. (2007). Tekhnika i tekhnologiya likvidatsii oslozhneniy pri burenii i kapital'nom remonte skvazhin. V dvukh chastyakh. Chast' 1. Moscow, VNIIOENG JSC Publ., 598 p. (In Russian).
4. Kurochkin, B. M. (2008). Tekhnika i tekhnologiya likvidatsii oslozhneniy pri burenii i kapital'nom remonte skvazhin. V dvukh chastyakh. Chast' 2. Moscow, VNIIOENG JSC Publ., 554 p. (In Russian).

5. Voytenko, V. S., Smychnik, A. D., Tukhto, A. A., & Shemet, S. F. (2013). Tekhnologiya i tekhnika bureniya. V 2 chastyakh. Chast' 2. Tekhnologiya bureniya skvazhin. Minsk, Novoe znanie Publ.; Moscow, INFRA-M Publ., 613 p. (In Russian).
6. Kireev, A. M., & Simonov, V. I. (1984). Obobshchenie opyta likvidatsii oslozhneniy na skvazhinakh Zapadnoy Sibiri. Problema razvitiya Zapadno-Sibirskogo toplivno-energeticheskogo kompleksa, Tyumen, pp. 34-36. (In Russian).
7. Kudryashov, B. B., & Yakovlev, A. M. (1987). Burenie skvazhin v oslozhnennykh usloviyakh. Moscow, Nedra Publ., 269 p. (In Russian).
8. Vadetskiy, Yu. V. (2011). Burenie neftyanykh i gazovykh skvazhin. 6th edition, revised. Moscow, Akademiya Publ., 352 p. (In Russian).
9. Basarygin, Yu. M., Bulatov, A. I., & Proselkov, Yu. M. (2002). Burenie neftyanykh i gazovykh skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 632 p. (In Russian).
10. Basarygin, Yu. M., Bulatov, A. I., & Proselkov, Yu. M. (2002). Oslozhneniya i avarii pri burenii neftyanykh i gazovykh skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 678 p. (In Russian).
11. Mosin, V. A. (2017). Ustoychivost' glinistyykh porod pri burenii neftyanykh i gazovykh skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 422 p. (In Russian).
12. Khubbatov A. A., Gaydarov, A. M., Norov, A. D., & Gaydarov, M. M.-R. (2015). The inhibiting drilling muds and stability of clay rocks. Oil Industry, (5), pp. 64-67. (In Russian).
13. Khrumchenkov, M. G., Khrumchenkov, E. M., & Petrukha, V. V. (2015). The peculiarities of clayey rock swelling in electrolyte solutions. Oil Industry, (9), pp. 62-63. (In Russian).
14. Nechaev, A. S., Semin, A. V., Rastegaev, B. A., Nozhkina, O. V., Kapitonov, V. A., & Dorovskikh, I. V. (2014). Ensuring the sustainability of the clay deposits in horizontal wells of Samaraneftegas. Oil Industry, (11), pp. 38-41. (In Russian).
15. Grey, G. R., & Darley, H. C. H. (1988). Composition and properties of drilling and completion fluids. 6th edition. Oxford, the United Kingdom, Gulf Professional Publishing, 720 p. (In English).
16. Ryazanov, Ya. A. (2005). Entsiklopediya po burovym rastvoram. – Orenburg, Letopis' Publ., 662 p. (In Russian).
17. Bakirov, D. L., Fattakhov, M. M., Babushkin, E. V., Kovalev, V. N., Shurupov A. M., Fatikhov, V. V., & Teregulov, O. F. (2020). Improvement of technologies for horizontal wells construction. Oilfield Engineering, (1(613)), pp. 55-59. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2020-1(613)-55-59
18. Bakirov, D. L., Podkuyko, P. P., Babushkin, E. V., & Fattakhov, M. M. (2011). Ensuring trouble-free construction of horizontal offshoots in the intervals of occurrence of unstable rocks. Oil Industry, (8), pp. 46-49. (In Russian).
19. Fattakhov, M. M., Bakirov, D. L., Babushkin, E. V., & Akhmetshin, I. K. (2012). Prevention and elimination of differential sticking during drilling of horizontal and sub-horizontal sections of wells. Burenie i nef't', (8), pp. 38-41. (In Russian).
20. Kateeva, R. I., Abdullin, I. M., Kateev, R. I., Nikitin, V. N., Zagrutdinov, D. A., & Kashapov, S. A. Ispol'zovanie modifitsirovannogo silikatnogo rastvora dlya ustanovki vannы pri zakanchivanii stroitel'stva skvazhin. (In Russian). Available at: <http://ecoburneft.ru/index.php/2009-10-21-06-55-11/65-2009-10-22-10-40-24>

Сведения об авторах

Бакирова Аделя Данияровна, аспирант, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: adelya-bakirova@mail.ru

Шалыпин Денис Валерьевич, аспирант, инженер 2 категории отдела научно-исследовательских работ по буровым и тампонажным растворам, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИ-нефть», г. Тюмень

Information about the authors

Adelya D. Bakirova, Postgraduate, Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: adelyabakirova@mail.ru

Denis V. Shalyapin, Postgraduate, Industrial University of Tyumen, Engineer of 2nd grade of the Research Works in Drilling and Cement Muds Department, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Бабушкин Эдуард Валерьевич, к. т. н.,
начальник управления проектирования и
мониторинга строительства скважин,
филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Ко-
галымНИПИнефть», г. Тюмень

Бакиров Данияр Лябипович, к. т. н.,
заместитель директора филиала, филиал
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Когалым-
НИПИнефть», г. Тюмень

Кузнецов Владимир Григорьевич, д. т. н.,
профессор кафедры бурения нефтяных и
газовых скважин, Тюменский industriali-
ный университет, г. Тюмень

Eduard V. Babushkin, Candidate of Engi-
neering, the Chief of the Well Profile Design
and Monitoring Department, KogalymNIPIneft
Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Daniyar L. Bakirov, Candidate of Engi-
neering, Assistant Director of Branch, Koga-
lymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering
LLC, Tyumen

Vladimir G. Kuznetsov, Doctor of Engi-
neering, Professor at the Department of Drill-
ing Oil and Gas Wells, Industrial University of
Tyumen