

**АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИТОКА ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА ПРИ БУРЕНИИ
С УПРАВЛЯЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ**

Щербаков Р.Э., Ковалев А.В.

Научный руководитель доцент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бурение с управляемым давлением (MPD) ознаменовало эпоху высокоточного контроля давления в скважине в процессе бурения. Современные системы MPD не только могут работать в сложных геолого-технических условиях, но и, что более важно, обеспечивают динамическое управление скважинным давлением в режиме реального времени. Данная технология обеспечила доступ к залежам, которые ранее считались практически «непригодными для использования».

Одной из основных причин успеха данной технологии является автоматизация процесса бурения скважин. Развитие технологии бурения с управляемым давлением (MPD) не только способствовало внедрению инновационных решений по управлению давлением в скважине, но и стимулировало разработку автоматизированных систем, контролирующих процессы в режиме реального времени, предвещая эпоху высокоточного контроля давления в скважине. Автоматизация позволила обеспечить такие уровни функционального контроля, которые трудно обеспечивать оператору. Присущая MPD система замкнутого цикла циркуляции бурового раствора в сочетании с традиционными методами сооружения скважин естественным образом подходит для автоматизированного использования.

Основная задача применения технологии бурения с управляемым давлением заключается в контроле забойного давления (ЗВД) в заданных пределах с целью предотвращения потери жидкости, разрыва пласта, а также нежелательного притока пластовых флюидов в ствол скважины.

Однако если в течение некоторого периода времени наблюдается приток пластовой жидкости из открытого ствола скважины или присутствуют потери бурового раствора, то осуществлять контроль забойного давления в заданных пределах не представляется возможным. В данном случае требуется использование дополнительного метода или алгоритма, отмечающего такие периоды и сигнализирующего оператору или контролирующей системе о наличии притока или поглощения.

В отечественной литературе подробно описаны причины возникновения газонефтеводопроявлений (ГНВП) и их первичные признаки [3,4], а также мероприятия по недопущению возникновения подобных осложнений в условиях традиционного бурения на репрессии [1].

Помимо теоретической базы в работах [5] отражены результаты применения современных методов машинного обучения для выявления различных осложнений и аварий в процессе бурения, в том числе ГНВП. В работах отражена статистика по метрикам качества выявления описанных инцидентов, что немало важно, результаты получены на основании данных с реально пробуренных скважин, что позволяет с большей уверенностью полагаться на них. Однако стоит заметить, что описанные в данных работах подходы применялись в условиях традиционного бурения на репрессии, поэтому в случае бурения с управляемым давлением эффективность представленных методов необходимо оценить.

В отечественной практике бурения метод управления забойным давлением уже нашел свое применение при строительстве скважин в карбонатных и трещиноватых пластах [3,4]. Однако в научной литературе еще пока не поднимался вопрос предотвращения притока пластового флюида при бурении с управляемым давлением. Достаточно широко эта тема освещена в зарубежной научной литературе.

В следующей работе описаны основные методы выявления притока пластового флюида как на устье, так и на забое скважины при бурении с управляемым давлением, а также приведено кратко описание промышленных систем, поставляемых Weatherford, Schlumberger и другими нефтесервисными компаниями [10]. Кроме того, в работе отражены результаты лабораторного эксперимента по имитации притока пластового флюида и его определению различными датчиками. Практическая значимость работы заключается в описании поведения показаний датчиков в момент притока и в процессе его вымыва по затрубному пространству. Однако в данном эксперименте не имитировалось разрушение горной породы на забое скважины, поэтому лабораторный стенд может только отчасти воспроизвести процесс бурения и его физические и гидродинамические процессы.

В работах [4, 9] приведено описание методов определения притока пластового флюида, поглощения бурового раствора, закупорки долота и промыва буровой колонны посредством контроля изменения давления на стояке и устьевого затрубного противодавления при бурении с управляемым давлением. В работах отражены практические методы по выявлению данных случаев оператором на месторождении. Кроме того, приведен анализ скорости и точности выявления случаев в процессе бурения при помощи дополнительных датчиков.

В работе [7] приведено описание метода выявления притока посредством сравнения фактического и расчетного расхода раствора на выходе, вычисляемого упрощенной гидравлической моделью. Кроме того, приведено детальное описание поведения основных параметров бурения в процессе возникновения притока, поглощения, свабирования и поршневания. В работе [11] приведено описание метода выявления притока посредством сравнения фактического и расчетного объема емкостей, вычисляемого упрощенной гидравлической моделью. Однако в данных работах не отражена статистика по метрикам качества выявления описанных случаев.

В работе [6] приведено описание методов выявления притока посредством разработанной модели, использующей закон сохранения массы. Также дополнительно приведено описание алгоритма автоматической калибровки вычислений алгоритма. В работе [4] описаны основные методы выявления притока пластового флюида при помощи алгоритмов машинного обучения, а также их краткое описание. В данных работах результаты получены на синтетических данных, и не подкреплены результатами с фактически пробуренных скважин. Однако в работе [12]

приведены методы предобработки, параметры и архитектура LSTM модели машинного обучения, а также результаты применения данных алгоритмов на реальных данных со скважин.

В статье [11] приведено описание алгоритма определения притока на забое скважины при помощи забойной телеметрии и анализа свойств бурового раствора. В работе не отражена статистика по метрикам качества выявления описанных случаев. В работе не отражены метрики качества, подтверждающие применимость данного метода.

В работе [13] приведен алгоритм определения притока при помощи математической модели, однако данный метод использует ряд допущений, и является вычислительно сложным.

Резюмируя вышеизложенное, можно сделать вывод, что в отечественной научной литературе тема прогнозирования и автоматического определения притока пластового флюида при бурении с управляемым давлением не рассмотрена. Есть ряд работ по автоматическому выявлению ГНВП при бурении на репрессии, однако требуется оценить эффективность данных методов применительно к условиям бурения с управляемым давлением.

В зарубежной научной литературе рассматриваемая тема отражена в большем количестве работ, однако существенный их недостаток – проверка эффективности предлагаемых методов на синтетических данных, что не позволяет уверенно заявлять о достоверности полученных результатов. Кроме того, не проведен комплексный анализ эффективности использования различных методов машинного обучения в рамках решаемой задачи, зачастую используются вычислительно сложные методы без должного обоснования причины их использования.

Также стоит отметить, что в последние годы индустрия машинного обучения развивалась, и были представлены новые алгоритмы, демонстрирующие высокую эффективность в задачах классификации временных рядов. Поэтому актуальны дальнейшие исследования по обнаружению притока пластового флюида в процессе бурения с управляемым давлением при помощи различных алгоритмов машинного обучения.

Литература

1. Велиев Р. А., Савельева Н. Н. Предприятия по предупреждению и ликвидации ГНВП // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. – 2020. – С. 103-106.
2. Кафтин Д. Ю. Газонефтеводопроявления: признаки и причины возникновения ГНВП // Трибуна ученого. – 2020. – №. 12. – С. 157-162.
3. Рябчук В. А. и др. Анализ применения технологии бурения с управляемым давлением на забое при проводке ствола скважины в карбонатных отложениях // Молодой ученый. – 2019. – №. 22. – С. 138-139.
4. Сахновский И.В., Лубяный Д. А. Вестник ассоциации буровых подрядчиков // Вестник ассоциации буровых подрядчиков Учредители: Ассоциация буровых подрядчиков. – №. 1. – С. 2-6.
5. Cayeux E., Daireaux B. Precise gain and loss detection using a transient hydraulic model of the return flow to the pit // SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition. – SPE, 2013. – С. SPE-166801-MS.
6. Fjetland A.K. Kick Detection During Offshore Drilling using Artificial Intelligence. Master's Thesis. – University of Agder, 2019 – 86 p.
7. Gurina E. Forecasting the abnormal events at well drilling with machine learning. / E Gurina, N. Klyuchnikov, K. Antipova // Applied Intelligence. – 2022. – V. 52. – P. 9980–9995. doi: <https://doi.org/10.1007/s10489-021-03013-x>
8. Kaasa G.-O. Simplified hydraulics model used for intelligent estimation of downhole pressure for a managed-pressure-drilling control system [Text] / G.-O. Kaasa, Ø. N. Stamnes, O. M. Aamo, L. S. Imsland // SPE Drilling & Completion. – 2012. – V. 27. – №. 01 – P. 127 – 138. doi: <https://doi.org/10.2118/143097-PAF>.
9. Le Blay F. A New Generation of Well Surveillance for Early Detection of Gains and Losses When Drilling Very High Profile Ul-tradeepwater Wells, Improving Safety, and Optimizing Operating Procedures. / F. Le Blay, E. Villard, S. C. Hilliard, T. Gronas // SPETT 2012 Energy Conference and Exhibition. – 2012. doi: <https://doi.org/10.2118/158374-MS>.
10. Mills I. Simulator and the first field test results of an automated early kick detection system that uses standpipe pressure and annular discharge pressure [Text] / I. Mills, D. Reitsma, J. Hardt, Z. Tarique // SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition. – 2012. doi: <https://doi.org/10.2118/156902-MS>.
11. Nayeem A.A. Monitoring Of Down-Hole Parameters For Early Kick Detection. Master's Thesis. – Memorial University of Newfoundland, 2016 – 111 p.
12. Osarogiagbon A. A new methodology for kick detection during petroleum drilling using long short-term memory recurrent neural network [Text] / A. Osarogiagbon, S. Muojeke, R. Venkatesan, F. Khan, P. Gillard // Process Safety and Environmental Protection. – 2020. – V. 142. – P. 126 – 137. doi: <https://doi.org/10.1016/j.psep.2020.05.046>
13. Tost B. Early Kick Detection from Downhole Measurements: A Novel Method for Reducing the Frequency and Magnitude of Loss-of-Well-Control Events [Text] / B. Tost, R. Carney, J. Fred, A. Suhag // Offshore Technology Conference. – 2020. doi: <https://doi.org/10.4043/30831-MS>
14. Yin Q. Downhole quantitative evaluation of gas kick during deepwater drilling with deep learning using pilot-scale rig data [Text] / Q. Yin, J. Yang, M. Tyagi, X. Zhou, X. Hou, N. Wang, G. Tong, R. Xie, H. Liu, B. Cao // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. – V. 208. – Part A. doi: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109136>
15. Yuqiang X. Methods of Early Gas Kick Detection and Well Control Risk Assessment in Deepwater Drilling [Text] / X. Yuqiang, G. Zhichuan, W. Chen // SPE International Conference and Exhibition on Health, Safety, Security, Environment, and Social Responsibility. – 2018. doi: <https://doi.org/10.2118/190510-MS>