

УДК 622.248

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ С MPD В ПРИПЯТСКОМ ПРОГИБЕ

И. С. АВЛАСЕНКО, В. В. ПОЛОГЕЕНКО, Д. В. ПОРОШИН

*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

Аннотация: В подсолевом и межсолевом нефтегазоносных комплексах ряда районов Припятского прогиба встречаются объекты с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). Рассмотрен один из наиболее эффективных методов проводки глубоких скважин в зонах распространения АВПД, основанный на технологии бурения с MPD (Managed pressure drilling). Поставлен вопрос научного обоснования выбора технологии строительства и конструкции скважины в условиях узкого или неизвестного окна бурения для конкретных геолого-технических условий одного из участков рассматриваемого региона.

Ключевые слова: скважина, промывочная жидкость, окно бурения, регулирование давления, бурение, плотность, АВПД, эквивалентная циркуляционная плотность.

Для цитирования: Авласенко, И. С. Применение технологии бурения с MPD в Припятском прогибе / И. С. Авласенко, В. В. Пологеевко, Д. В. Порошин // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 2 (3). – С. 52–58.

APPLICATION OF MPD DRILLING TECHNOLOGY IN THE PRIPYAT TROUGH

I. S. AVLASENKO, V. V. POLOGEENKO, D. V. POROSHIN

*The Belarusian Scientific Research and Design Institute
of Oil RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

Abstract: In the subsalt and inter-salt oil and gas bearing complexes of a number of regions of the Pripyat trough, objects with abnormally high reservoir pressures (AVPD) are found. One of the most effective methods of conducting deep wells in the areas of WUA distribution, based on MPD (Managed pressure drilling) drilling technology, is considered. The question of scientific justification of the choice of well construction technology and construction in conditions of a narrow or unknown drilling window for specific geological and technical conditions of one of the sites of the region under consideration is raised.

Keywords: borehole, flushing fluid, drilling window, pressure regulation, drilling, density, AVPD, equivalent circulation density.

For citation. Avlasenko I. S., Pologeenko V. V., Poroshin D. V. Application of MPD drilling technology in the Pripyat trough. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 2 (3), pp. 52–58 (in Russian).

Введение. Во время поисково-разведочного бурения в подсолевых и межсолевых нефтегазоносных комплексах Припятского прогиба выявлены аномально высокие пластовые давления (АВПД) [1, 2]. Диапазон статической и циркуляционной плотности бурового раствора на скважинах с АВПД находится в узком диапазоне, так называемом «окне бурения». В связи с этим вскрытие нефтегазоносного резервуара с высоким АВПД приводит к потребности в применении более сложной конструкции скважины и соответственно – дополнительным затратам на их бурение.

Бурение с MPD (Managed pressure drilling) позволяет точно контролировать давление в забойной зоне, что существенно уменьшает риски аварийных ситуаций, свя-

занных с газонефтеводопроявлением (ГНВП) и поглощениями, и дает возможность производить совместное вскрытие несовместимых по условиям бурения отложений.

Использование технологии MPD способствует снижению затрат на химические реагенты и буровой раствор, предотвращая их поглощение при превышении гидравлического давления. Быстрое обнаружение газонефтяных смесей из пластов и создание противодействия позволяют значительно уменьшить объем их поступления и повысить безопасность процесса бурения [4, 5].

Кроме того, MPD способствует сохранению фильтрационных свойств пластов и минимизации осложнений и аварийных ситуаций [6, 7]. Технология обеспечивает снижение воздействия промывочной жидкости на продуктивный пласт (снижение скин-эффекта в призабойной зоне), а также помогает осуществлять бурение трещиноватых коллекторов без необходимости кольматирования. Это содействует повышению коэффициента извлечения нефти и увеличению продуктивности скважин [8].

В настоящее время технология MPD широко применяется в российских компаниях, она обладает потенциалом для развития как на давно разрабатываемых месторождениях (в условиях пониженного пластового давления), так и на новых разведанных объектах, позволяя минимизировать риски возникновения ГНВП и других осложнений [9].

Ключевая особенность MPD – обеспечение поддержки необходимого минимального давления в забойной зоне. Международная ассоциация буровых подрядчиков (IADC) определяет MPD как «адаптивный процесс бурения», который используется для точного контроля давления в кольцевом пространстве по всему стволу скважины [10–12]. Основная задача – установление на оптимальных уровнях давления на забое и управление гидравлической системой в затрубном пространстве, что повышает безопасность и эффективность процесса бурения.

Цель и задачи. Целью настоящей работы является инженерная оценка возможности сокращения затрат времени строительства скважины при использовании MPD.

Материалы и методика проведения исследований. В данном исследовании авторами выполнялись расчеты в специализированном программном комплексе (Sysdrill) давления в затрубном пространстве при проведении операций во время бурения с различными режимами. Исследовалась эффективность создания противодействия при MPD.

Роторный устьевой герметизатор (РУГ), блок дросселирования и расходомер Кориолиса являются основными элементами системы MPD (рис. 1). РУГ позволяет нагнетать жидкость в затрубное пространство при подъеме колонны, а также частично перекрывать его для увеличения давления. Блок дросселирования обеспечивает создание требуемого противодействия в скважине. Система MPD позволяет остановить и устранить умеренное проявление пластового флюида без глушения скважины. Расходомер Кориолиса – прибор, использующий эффект Кориолиса для измерения объемного расхода и плотности флюидов в режиме реального времени. Позволяет оперативно обнаружить даже минимальные проявления и поглощение.

Чтобы контролировать скважину в условиях узкого окна бурения, необходимо точно знать эквивалентную циркуляционную плотность (ЭЦП). Кроме этого при проектировании важно определить возможность удержания ЭЦП во время всех операций в пределах окна бурения. Эти вопросы, а также инженерная оценка технологических преимуществ системы MPD по сравнению с другими методами проводки скважин в условиях АВПД рассматриваются в данной работе на примере гидравлического моделирования во время проведения основных операций при бурении межсоловых отложений в скважине по проектной и предлагаемой конструкции [13].

Вскрытие межслоевых отложений в проектной конструкции скважины предусмотрено двумя секциями, первая – диаметром 165,1 мм со спуском обсадной колонны диаметром 140 мм, вторая – 114,3 мм со спуском эксплуатационного хвостовика диаметром 102 мм. Данное решение обусловлено наличием в межслоевых отложениях пластов, несовместимых по условиям вскрытия, а именно, необходимостью использования разных буровых растворов для того, чтобы не допустить проявлений и поглощений.

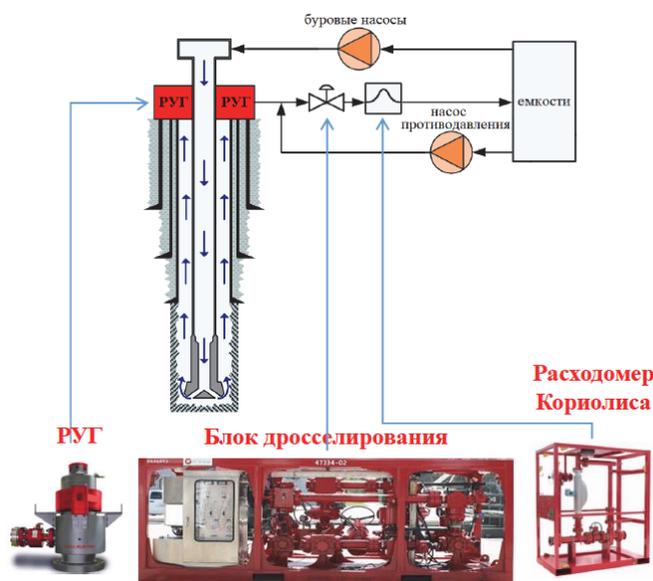


Рис. 1. Основные элементы системы MPD

Fig. 1. The main elements of the MPD system

Результаты исследования. В представленной статье авторами рассматривается вопрос возможности за счет технологии MPD изменения проектной конструкции скважины со вскрытием межслоевых отложений одной секцией диаметром 165,1 мм со спуском обсадной колонны диаметром 140 мм (рис. 2).

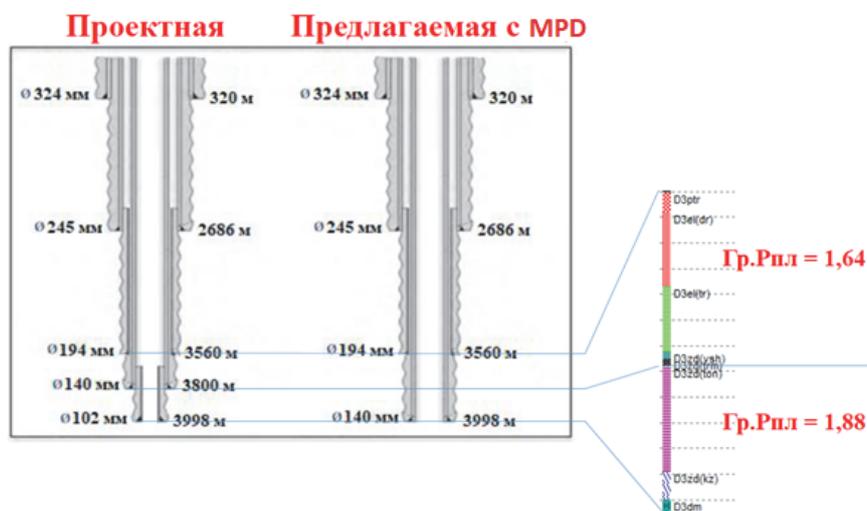


Рис. 2. Конструкции скважин

Fig. 2. Construction of well

При бурении первой секции диаметром 165,1 мм по проектной конструкции используется буровой раствор с плотностью $1,73 \text{ г/см}^3$. Согласно проведенным авторами расчетам, ЭЦП при этом находится в диапазоне $1,85\text{--}1,89 \text{ г/см}^3$. При подъеме компоновки низа бурильной колонны (КНБК) со стандартной скоростью 30 м/мин ЭЦП составит $1,61 \text{ г/см}^3$, что приведет к ГНВП, так как градиент пластового давления выше и составляет $1,64 \text{ МПа/100 м}$. Избежать этого можно путем снижения скорости подъема до 10 м/мин, ЭЦП при этом составит $1,65 \text{ г/см}^3$.

При спуске обсадной колонны (ОК) со стандартной скоростью 30 м/мин ожидается гидроразрыв пород, поэтому необходимо ограничить скорость спуска ОК до 20 м/мин. Таким образом, бурение данной секции возможно по традиционной технологии, для чего необходимо ограничить скорость подъема КНБК до 10 м/мин и скорость спуска ОК до 20 м/мин. С учетом подъема и спуска КНБК требуемое для безопасного бурения «окно» составляет $1,65\text{--}2,0 \text{ МПа/100 м}$.

При бурении второй секции диаметром 114,3 мм по проектной конструкции используется буровой раствор с плотностью $1,99 \text{ г/см}^3$. Согласно проведенным авторами расчетам, ЭЦП при этом находится в диапазоне $2,18\text{--}2,24 \text{ г/см}^3$. С учетом подъема и спуска КНБК требуемое для безопасного бурения «окно» составляет $1,84\text{--}2,64 \text{ МПа/100 м}$. Исходя из градиента пластового давления $1,64 \text{ МПа/100 м}$ и градиента гидроразрыва 2 МПа/100 м при бурении данной секции ожидается как ГНВП, так и поглощение бурового раствора.

Плотность промывочной жидкости для бурения по технологии MPD выбрана $1,73 \text{ г/см}^3$. Поддержание репрессии на пласт по технологии MPD обеспечивается дополнительным противодавлением на устье.

При бурении одной секции диаметром 165,1 мм с технологией MPD по предлагаемой конструкции и с учетом подъема и спуска КНБК требуемое для безопасного бурения «окно» составляет всего $1,88\text{--}2,0 \text{ МПа/100 м}$, что значительно ниже (в 14 раз), чем по стандартной технологии с проектной конструкцией. При этом исключаются как ГНВП, так и поглощение бурового раствора.

Заключение. На примере скважины в условиях АВПД проведено гидравлическое моделирование бурения с использованием стандартной технологии по проектной конструкции и с технологией MPD по предлагаемой конструкции.

В условиях АВПД бурение скважины по стандартной технологии необходимо осуществлять по более сложной конструкции, перекрывая несовместимые по условиям бурения отложения. И с учетом неопределенности в глубине их разделения и значений ЭЦП при проведении стандартных операций при бурении все равно существуют риски как ГНВП, так и поглощения бурового раствора.

При использовании в условиях АВПД и вскрытии межсолевых отложений одной секцией диаметром 165,1 мм технология MPD позволяет обеспечить ЭЦП во время всех операций в пределах «окна бурения». На примере скважины установлено, что с применением технологии MPD требуется «окно бурения», в 14 раз меньшее, чем при стандартной технологии, что является важным техническим преимуществом, позволяющим упростить конструкцию скважины и снизить риски возникновения ГНВП и поглощения при бурении.

Сокращение времени строительства скважины при использовании предлагаемой конструкции и технологии MPD достигается за счет:

- исключения одной операции цементирования;
- сокращения количества спуско-подъемных операций (СПО), необходимых для смены инструмента, шаблонировки ствола скважины перед спуском секции диаметром 114,3 мм и спуском секции диаметром 114,3 мм;
- отсутствия необходимости перевода скважины на буровой раствор плотностью $1,99 \text{ г/см}^3$.

Таким образом, применение технологии MPD рекомендуется на объектах с АВПД в Припятском прогибе для снижения временных затрат при бурении скважин.

Данная работа выполнена в рамках тематики по внедрению новой техники и технологий лаборатории технологии бурения и восстановления скважин отдела строительства скважин БелНИПИнефть.

Литература

1. Порошин, В. Д. Аномальные пластовые давления в межсолевых и подсолевых девонских отложениях Припятского прогиба / В. Д. Порошин, Н. Л. Лобова // Доклады АН БССР. – 1990. – Т. 34. – С. 1.
2. Обеспечение долгосрочной целостности крепи горизонтальных скважин в традиционных коллекторах с освоением методом многостадийного гидроразрыва пласта по технологии Plug&Perf / Д. В. Порошин, С. В. Лелявский, Д. В. Пилипчук, В. В. Пологеев // Нефтяник Полесья. – 2022. – № 2. – С. 98.
3. Роснефть: Применение систем контроля давления для скважин с трещиноватым коллектором в условиях аномально низкого пластового давления // К. А. Чернокалов, А. Г. Пушкарский, А. М. Поляруш, М. И. Кошчер // Научно-технический Вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2016. – № 4. – С. 45–47.
4. Бабаян, Э. В. Технология управления скважиной при газонефтеводопроявлениях / Э. В. Бабаян. – Краснодар : Советская Кубань, 2007. – 154 с.
5. Куксов, А. К. Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений при бурении / А. К. Куксов, Э. В. Бабаян, В. Д. Шевцов. – М. : Недра, 1992. – 251 с.
6. Литологические и гидродинамические факторы, определяющие условия первичного вскрытия горизонтальным бурением и освоение продуктивных интервалов рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского НГКМ / А. Г. Вахромеев, Р. К. Розяпов, О. В. Постникова [и др.] // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2015. – № 3. – С. 67–81.
7. Геодинамические аспекты исследования сложных горно-геологических условий бурения древнейших карбонатных резервуаров нефти и газа рифея: обзор проблемы на примере месторождений Байкитской нефтегазоносной области / А. Г. Вахромеев, С. А. Сверкунов, В. М. Иванишин [и др.] // Геодинамика и тектонофизика. – 2017. – Т. 8, № 4. – С. 903–921. – DOI.10.5800/GT-2017-8-4-0323
8. Эффективный способ бурения скважин в условиях катастрофических поглощений в трещиноватых коллекторах Юрубчено-Тохомского месторождения / Р. Р. Гиниятуллин, В. В. Кириев, Д. Д. Крепостников [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 40–43. – DOI10.24887/0028-2448-2017-11-40-43
9. Рябчук, В. А. Анализ применения технологий бурения с управляемым давлением на забое при проводке ствола скважины в карбонатных отложениях / В. А. Рябчук, Ю. П. Сердобинцев, В. А. Шмелев, Н. Н. Кривошеева // Молодой ученый. – 2019. – № 22. – С. 138–139.
10. Сверкунов, С. А. Применение технологии бурения с регулируемым давлением в условиях Восточной Сибири / С. А. Сверкунов // Известия Сибирского отделения секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – 2012. – № 2. – С. 122–125.
11. Бабаян, Э. В. Технология бурения с управлением забойным давлением в системе «скважина – пласт»: учеб. пособие / Э. В. Бабаян. – М. : Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 308 с.
12. Бабаян, Э. В. Технология бурения скважин с поддержанием заданного давления / Э. В. Бабаян, А. И. Булатов – М. : ВНИИОНГ, 1989. – (Обзорная информация. Серия «Строительство скважин»).
13. Бабаян, Э. В. Инженерные расчеты при бурении / Э. В. Бабаян, А. В. Черненко. – М. : Инфра-Инженерия, 2018. – 440 с.

References

1. Poroshin V. D., Lobova N. L. Anomalous reservoir pressures in inter-salt and sub-salt Devonian deposits of the Pripyat trough. *Doklady Akademii Nauk BSSR*, 1990, vol. 34, p. 1 (in Russian).
2. Poroshin D. V., Lelyavskii S. V., Pilipchuk D. V., Pologeenko V. V. Ensuring of long-term cementing Integrity of horizontal wells in traditional reservoirs with the development by using Plug & Perf multi-stage hydraulic fracturing. *Neftyanik Poles'ya*, 2022, no. 2 (42), p. 98 (in Russian).
3. Chernokalov K. A., Pushkarskii A. G., Polyarush A. M., Koshcher M. I. Application of pressure control systems for wells with fractured reservoirs under conditions of abnormally low reservoir pressure. *Nauchno-tekhnicheskii Vestnik OAO «NK «Rosneft'»*, 2016, no. 4, pp. 45–47 (in Russian).
4. Babayan E. V. *Well control technology for gas, oil and water shows*. Krasnodar, Sovetskaya Kuban' Publ., 2007. 154 p. (in Russian).
5. Kuksov A. K., Babayan E. V., Shevtsov V. D. *Prevention and elimination of gas, oil and water intrusions during drilling*. Moscow, Nedra Publ., 1992. 251 p. (in Russian).
6. Vakhromeev A. G., Rozyapov R. K., Postnikova O. V., Kutukova N. M., Sverkunov S. A., Siraev R. U. Lithological and hydrodynamic factors that determine the conditions for the initial opening of horizontal drilling and the development of productive intervals of the Riphean natural reservoir of the Yurubcheno-Tokhomskoye oil and gas condensate field. *Geologiya i mineral'nosyr'evye resursy Sibiri*, 2015, no. 3, pp. 67–81 (in Russian).
7. Vakhromeev A. G., Sverkunov S. A., Ivanishin V. M., Rozyapov R. K., Danilova E. M. Geodynamic aspects of the study of complex mining and geological conditions for drilling ancient carbonate reservoirs of Riphean oil and gas: a review of the problem using the example of fields in the Baikit oil and gas region. *Geodinamika i tektonofizika = Geodynamics and Tectonophysics*, 2017, vol. 8, no. 4, pp. 903–921 (in Russian). <https://doi.org/10.5800/GT-2017-8-4-0323>
8. Giniatullin R. R., Kiriev V. V., Krepostnikov D. D., Chernokalov K. A., Zagrivny F. A., Dobrokhleb P. Yu., Voitenko D. N., Polyarush A. M. An effective method of drilling wells in conditions of catastrophic losses in fractured reservoirs of the Yurubcheno-Tokhomskoye field. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 2017, no. 11, pp. 40–43 (in Russian). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-11-40-43>
9. Ryabchuk V. A., Serdobintsev Yu. P., Shmelev V. A., Krivosheeva N. N. Analysis of the use of drilling technologies with controlled downhole pressure when drilling a well in carbonate deposits. *Molodoi uchenyi*, 2019, no. 22, pp. 138–139 (in Russian).
10. Sverkunov S. A. Managed pressure drilling technology under conditions of Eastern Siberia. *Izvestiya Sibirskogo otdeleniya seksii nauk o Zemle Rossiiskoi akademii estestvennykh nauk. Geologiya, poiski i razvedka rudnykh mestorozhdenii*, 2012, no. 2, pp. 122–125 (in Russian).
11. Babayan E. V. *Drilling technology with bottomhole pressure control in the well-reservoir system*. Moscow, Vologda, Infra-Inzheneriya Publ., 2021. 308 p. (in Russian).
12. Babayan E. V., Bulatov A. I. *Technology of drilling wells while maintaining a given pressure*. Moscow, VNIIONG Publ., 1989 (in Russian).
13. Babayan E. V., Chernenko A. V. *Engineering calculations for drilling*. Moscow, Infra-Inzheneriya Publ., 2018, 440 p. (in Russian).

Информация об авторах

Авласенко Игорь Сергеевич – инженер-технолог лаборатории технологии бурения и восстановления скважин. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: I.Avlaskenko@beloil.by

Пологеенко Владимир Владимирович – заведующий лабораторией технологии бурения и восстановления скважин. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: pologeenko@beloil.by

Порошин Дмитрий Валерьевич – заведующий отделом строительства скважин. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: poroshin@beloil.by

Information about the authors

Avlasenko Igor Sergeevich – engineer-technologist of the Laboratory of technology of drilling and well restoration. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: I.Avlasenko@beloil.by

Pologeenko Vladimir Vladimirovich – head of the Laboratory of technology of drilling and well restoration. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: pologeenko@beloil.by

Poroshin Dmitry Valerievich – head of the department of well constructing. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: poroshin@beloil.by

Поступила в редакцию 28.04.2025