УДК 553.98

DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.87.05>

Е. Чорний, асп.

E-mail: ediachornii@gmail.com,Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна

ЗАЛЕЖНІСТЬ МЕХАНІЧНОЇ ШВИДКОСТІ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН ВІД ВНУТРІШНЬОПОРОВОГО ТИСКУ РОЗКРИТИХ ПОРІД У ПЕРЕДКАРПАТСЬКОМУ ПРОГІНІ

(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. О.М. Карпенком)

Розглянуто залежність механічної швидкості буріння свердловин від розкриття пластів з аномально високими поровими (пластовими) тисками (АВПТ). Прогнозування АВПТ має важливе значення для поліпшення якості розкриття пластів у процесі буріння. У результаті розкриття непередбачуваних зон АВПТ у Передкарпатському прогині часто відбуваються прихвати бурової колони, однією із причин яких є не завжди виправдане профілактичне обважнення бурового розчину. Для регулювання тиску в свердловині під час буріння необхідно вчасно виявити верхню межу зони АВПТ і дати їй обґрунтовану кількісну характеристику. Аналіз даних пробурених свердловин у Передкарпатському прогині та тих, які знаходяться у буринні, дає змогу нам установити, що у разі наближення вибою свердловини до пласта з АВПТ відбувається збільшення механічної швидкості буріння в глинистих породах, це пояснюється наявністю підвищених внутрішньопорових тисків і меншою густиною цих порід. Збільшення механічної швидкості буріння за умов постійних параметрів режиму буріння пояснюється також і неоднорідністю порід і стратиграфічними переходами з однієї складки насуву в іншу. Однак, у разі подвійного збільшення механічної швидкості буріння свердловини в осадових відкладах ідентичних за літологією, можна впевнено пояснити це явище входом вибою свердловини в зону АВПТ. З метою перевірки можливості використання механічного каротажу для прогнозування зон АВПТ безпосередньо під час буріння проведено порівняння зміни механічної швидкості буріння по стовпу свердловини з даними кількісного та якісного визначення зон АВПТ за результатами промислово-геофізичних досліджень. Якій та кількісній оцінці зон АВПТ проведено в основному за даними електрометрії свердловин, із застосуванням методики "кривих нормально ущільнених глин". Для перевірки висновків використано безпосередні заміри пластових тисків глибинними манометрами та дані визначення пластових тисків у разі переливання глинистого розчину із свердловини. Завдяки прогнозуванню порових і пластових тисків за допомогою механічного каротажу в процесі проходки свердловини спостерігаємо зменшення аварійності, підвищення ефективності буріння.

Ключові слова: поровий тиск, пластовий тиск, аномально високий пластовий тиск, механічна швидкість буріння, прогнозування тисків.

Пошуки нафти і газу на великих глибинах за надзвичайно складної складко-насувної тектоніки Передкарпатського прогину пов'язані з великими труднощами. У процесі буріння глибоких і надглибоких свердловин збільшується можливість розкриття зон аномально високого пластового тиску (АВПТ) в осадових товщах, що значно ускладнює процес буріння, сповільнює темпи проходки свердловин, призводить до їх подорожчання, а іноді й до ліквідації за технічними причинами без виконання поставлених геологічних завдань (Чорний та ін., 2015).

Прогнозування АВПТ має важливе значення для поліпшення якості розкриття пластів у процесі буріння. У результаті розкриття непередбачуваних зон АВПТ у Передкарпатському прогині нерідко відбуваються прихвати бурової колони, однією із причин яких є не завжди виправдане профілактичне обважнення бурового розчину. Для регулювання тиску в свердловині під час буріння необхідно вчасно виявити верхню межу зони АВПТ і дати їй обґрунтовану кількісну характеристику (Чорний та ін., 2013).

Практика показала, що у ході буріння свердловини цього можна досягти за допомогою досліджень не одним методом, а цілим комплексом геолого-геофізичних спостережень.

У роботі показано результати досліджень, що проводились нами для вдосконалення методики прогнозування зон АВПТ механічним каротажем. Залежність швидкості механічного буріння від різниці пластового тиску та тиску стовпа промивальної рідини у свердловині не раз відзначалась багатьма дослідниками (Аникієв, 1971; Зильберман, 1977; Кузів та ін., 2018). Вони стверджують, що механічна швидкість проходки збільшується у зонах АВПТ, коли величина тиску промивальної рідини на пласт не перевищує поровий тиск у глинах (3,5 МПа). Так, створення надлишку вибійного тиску в +3,5 МПа знижує механічну швидкість буріння наполовину в разі розбурювання більшості глинистих порід, а створення нестачі тиску в – 3,5 МПа подвоює механічну швидкість буріння. На думку М.А. Мислюка, найраціональніше буріння "на балансний

рівновазі" між тиском флюїдів у порах і гідростатичним тиском промивальної рідини в свердловині.

М.А. Мислюк рекомендує цю величину підтримувати у межах 0-2,5 МПа, посилаючись на досвід буріння свердловин у США. У такому випадку, якщо своєчасно виявити момент входження в зону з АВПТ і, якщо правильно оцінити величину тиску, то з'являється можливість безаварійного буріння свердловини та здійснення контролю за пластовим тиском у процесі буріння і проходки її на мінімально необхідній густині промивальної рідини (Мислюк та Васильченко, 2009).

За умови контролювання постійної ваги долота, частоти обертання, типу долота та гідравліки швидкість буріння у глинистих сланцях рівномірно зменшується з глибиною. Це відбувається у результаті підвищення ущільнення глинистих сланців. Однак у перехідних зонах і в зонах підвищеного тиску швидкість буріння збільшується. Нижчу швидкість буріння часто спостерігають у пласті, який є бар'єром тиску, що перекидає зону зміни тиску. Будь-яка значна літологічна зміна у глинистих сланцях (алевритисті, вапнякові глинисті сланці, аргіліти та т. п.) також вплине на швидкість буріння (Фертль, 1980).

Існує багато способів виявлення зон з аномально високими тисками за даними, які реєструються на поверхні: збільшення швидкості проходки, зменшення крутного моменту на роторі, підвищення навантаження на гаку вище розрахункового, збільшення рівня промивальної рідини у приймальних ємностях, зміни густини вибурюваної породи, наявність газу в промивальній рідині та ін. Першими ознаками можливого зіткнення пластів з АВПТ може бути зменшення питомого опору породи за даними електричного каротажу та збільшення часу проходження звукової хвилі за даними акустичного каротажу (Олексюк та ін., 2011; Тамалянц та ін., 2013; Фертль, 1980).

Але вказані методи не вважають оперативними, оскільки більшість з перелічених чинників проявляється лише після початку розкриття зон з АВПТ. У закордонній практиці буріння, дослідження спрямовані на створення

пристроїв, які записують на вибої свердловини дані про роботу долота, параметри промивальної рідини та властивості гірських порід. Крім цього, розроблено спеціальні види каротажу, які дозволяють прогнозувати зони з АВПТ безпосередньо під час буріння. До них належать: каротаж, який ґрунтується на залежності між густиною порід та пластовим тиском; моментальний каротаж, де використовується дані про вібрацію бурового інструменту; фіксування наявності газу на вибої у промивальній рідині за допомогою спеціального зонда.

Використання будь-якого з цих методів окремо не дає повної гарантії своєчасного виявлення зон з АВПТ, тому отримання достовірних результатів повинно ґрунтуватися на застосуванні всіх можливих засобів та методів.

Аналіз даних пробурених свердловин у Передкарпатському прогині та тих, які знаходяться у бурінні, дав змогу нам установити, що у разі наближення вибою свердловини до пласта з АВПТ відбувається збільшення механічної швидкості буріння в глинистих породах, це пояснюється наявністю підвищених внутрішньопорових тисків і меншою густиною цих порід. Збільшення механічної швидкості буріння за умов постійних параметрів режиму буріння пояснюється також і неоднорідністю порід, і стратиграфічними переходами з однієї складки насуву в іншу. Однак, у разі подвійного збільшення механічної швидкості буріння свердловини в осадових відкладах ідентичних за літологією, можна впевнено пояснити це явище входом вибою свердловини в зону АВПТ.

Отже, якщо достатньо відпрацьована методика механічного каротажу, то він може стати одним із надійніших методів прогнозування пластів з АВПТ, причому в

процесі буріння він не потребуватиме проведення спеціальних дорогих робіт.

З метою перевірки можливості використання механічного каротажу для прогнозування зон АВПТ безпосередньо під час буріння, нами проведено порівняння зміни механічної швидкості буріння по стовпу свердловини з даними кількісного та якісного визначення зон АВПТ за результатами промислово-геофізичних досліджень. Якісна та кількісна оцінка зон АВПТ проводилась в основному за даними електрометрії свердловин, застосовуючи методику "кривих нормально ущільнених глин". Для перевірки висновків використовувались безпосередні заміри пластових тисків глибинними манометрами та дані визначення пластових тисків у разі переливання глинистого розчину із свердловини.

Основними об'єктами досліджень обрано свердловини: 28-Космач, 27-Сливки та 14-Космач-Покутський.

Свердловина 28-Космач (рис. 1) розкрила дві насуни одна на другу складки: Космацьку і Майданську. Кожна із цих складок характеризується своєю лінією нормального ущільнення глин. За даними електрометричних досліджень у розрізі цієї свердловини виділяються дві зони з АВПТ, а саме, в інтервалах 1700–2000 м і 2300–2900 м. Поровий тиск у цих зонах обчислено за методикою "кривих нормально ущільнених глин" (Добрынин и Серебряков, 1989). Проведено порівняння обчислених порових тисків із прямими замірами глибинним манометром. Так, на глибині 2500 м пластовий тиск у породах дорівнював 29,1 МПа, що повністю відповідає даним геофізичних досліджень. Градієнти порових тисків у розкритих свердловиною зонах з АВПТ досягають у верхній складці $1,5 \cdot 10^{-2}$ МПа/м і у нижній – $1,9 \cdot 10^{-2}$ МПа/м.

Умовні позначення:

	- Розгазування глинистого розчину		- поглинання
	- Прихвати бурильної колони		- пластові тиски заміряні манометром

Рис. 1. Оцінка зон АВПТ у свердловині № 28-Космач за даними електрометрії та механічної швидкості буріння

Порівняння даних механічної швидкості буріння з даними обчисленими за електрометричними дослідженнями свердловини 28-Космач показують, що в зонах аномально високих пластових тисків збільшилась швидкість проходки свердловини у верхній складці від

1,8 м/год до 2,5 м/год і в нижній складці від 0,3 м/год до 1,4 м/год. Слід зазначити, що механічна швидкість буріння у вказаних інтервалах збільшилась, незважаючи на збільшення питомої ваги глинистого розчину для запобігання аварійному фонтануванню свердловини.

У процесі проводки свердловини 28-Космач фіксувались ускладнення, починаючи з глибини 1800 м у вигляді розгазування глинистого розчину. В інтервалі 2379–2574 м відбулося розгазування глинистого розчину та зменшення його питомої ваги з $1,78\text{--}1,82 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ до $1,5\text{--}1,55 \text{ кг/м}^3$. На глибині 2650 м стався прихват бурильної колони. Під час ліквідації прихвату спостерігалось розгазування промивальної рідини та зменшення її густини до $1,56 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$.

Отже, з отриманих результатів аналізу механічної швидкості буріння під час проводки свердловини 28-Космач видно, що зони АВПТ, виділені у розрізі цієї свердловини промислово-геофізичними та іншими методами, повністю збігаються з параметрами механічного каротажу.

Свердловина 27-Сливки (рис. 2) розкрила також дві насунуті одна на іншу складки: Луквинську та Багрівську. Збільшення порового тиску, обчисленого за даними електрометрії та густини (шламу) вибуреної породи, фіксується з глибини 1400 м. Порові тиски, обчислені за даними електрометрії та шламу, збігаються. Градієнти порового тиску в розкритих породах у розрізі свердловини на глибині 1500 м наближаються до $1,62 \cdot 10^{-2} \text{ МПа/м}$ і на глибині 2300 м дорівнюють $1,85 \cdot 10^{-2} \text{ МПа/м}$. Свердловина в зонах підвищених порових тисків бурилась при вибійному тиску нижчому, ніж поровий і, незважаючи на збільшення густини промивальної рідини в зонах АВПТ, також спостерігалось збільшення механічної швидкості буріння.

Рис. 2. Оцінка зон АВПТ у свердловині № 27-Сливки за даними електрометрії, густиною глинистих порід за шламом та даними механічної швидкості буріння. Умовні позначення: див. рис. 1

Аналогічні результати отримані при порівнянні механічної швидкості буріння з даними геофізичних досліджень і спостережень у процесі проводки свердловини 14-Космач-Покутський (рис. 3). У цій свердловині також спостерігалось збільшення механічної швидкості буріння в зонах АВПТ, причому більше ніж у два рази: від 0,6 м/год до 2,0 м/год. Особливо наочно видно збіг зони підвищених порових тисків, обчислених за електрометричними дослідженнями, з даними збільшення механічної швидкості буріння та результатами спостережень у процесі проводки свердловини в інтервалах 1900–2150 м, 2230–2440 м, 2650–2850 м. У цих інтервалах спостерігалось значне перевищення порових тисків над вибійними, про що свідчать інтенсивні осипи стінок свердловини у процесі проводки, а також збільшення механічної швидкості буріння. Результати проведених досліджень глибоких і надглибоких свердловин: 1-Шевченково, 1-Луки, 814-Пасічна, 3-Рожнятів, 1-Битля, 2, 3-Бориня, 50-Битків та інших, дають можливість зробити висновок, що механічна швидкість буріння перебуває у прямій залежності від внутрішньопорових тисків пробурених порід. На це вказують результати порівняння кривих механічного каротажу

з комплексом кривих, побудованих за даними геофізичних досліджень, це підтверджується прямими замірами пластових тисків або результатами спостережень у процесі проводки свердловини.

Збіг зон збільшення швидкостей буріння в розрізах свердловин з товщами з АВПТ фіксується перевіреною у цьому регіоні методикою "кривих нормально ущільнених глин" і переконує нас у тому, що механічний каротаж є досить ефективним методом прогнозування та оцінки зон АВПТ. Подальше вдосконалення методики прогнозування АВПТ механічним каротажем необхідно розглядати як високоефективне дослідження, оскільки проведення цього виду каротажу не потребує зупинки буріння свердловини і додаткових витрат на виконання спеціальних робіт.

Збіг інтервалів самочинного збільшення швидкості буріння в однорідних глинистих пластах із зонами АВПТ у Передкарпатському прогині дає змогу стверджувати, що спільний аналіз даних механічного та електричного каротажу точно визначає місцезнаходження зони підвищеного тиску та попереджає газопрояви і відкриті викиди.

Рис. 3. Оцінка зон АВПТ у свердловині № 14-Космач-Покутський за даними електрометрії та механічної швидкості буріння. Умовні позначення: див. рис. 1

Список використаних джерел

- Аникиев, К.А. (1971). Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ. Ленинград: Недра.
- Добрынин, В.М., Серебряков, В.А. (1989). Геолого-геофизические методы прогнозирования аномальных пластовых давлений. Москва: Недра.
- Зильберман, В.И. (1977). Управление пластовым давлением при бурении скважин – кардинальный путь повышения геологической эффективности буровых работ на нефть и газ. *Труды ВНИГРИ*, 150-158.
- Кузів, І.М., Левицька, Г.М., Чорний, Е.О., Чорний, О.М. (2018). Вплив надгідростатичних пластових тисків (НГПТ) на формування газових покладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. *Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції "Нафтогазова галузь: Перспективи наповнення ресурсної бази"*, 23-25 травня 2018 р., Івано-Франківськ, 77-79.
- Мислюк, М. А., Васильченко, А.О. (2009). Попередження забруднення продуктивних пластів під час їх розкриття. *Нафтова і газова промисловість*, 1, 23-25.
- Олексюк, М. П., Юрич, А.Р., Різничук, А.І. (2011). Прогнозування аномально високих пластових тисків (АВПТ) у процесі буріння методом d-експоненти в реальному часі буріння свердловин з використанням ЕОМ. *Наукові праці ДонНТУ. Серія "Гірничо-геологічна"*, 13 (178), 40-43.
- Тамамянц, Т.Л., Лях, М.М., Федоляк, Н.В., Вакалюк, В.М., Бандура, А.І. (2013). Аналіз стану технології буріння свердловини із заданим вибітним тиском. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 3, 23-32.
- Фертль, У.Х. (1980). Аномальные пластовые давления. Москва: Недра.
- Чорний, М.І., Чорний, О.М., Метослоп, І.М., Кузів, І.М. (2013). Геологічні основи розкриття і випробування продуктивних пластів. Навчальний посібник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ.
- Чорний, О.М., Левицька, Г.М., Кузів І.М., Чорний, Е.О. (2015). Технологія розкриття пластів на рівновазі пластового та вибітного тисків при бурінні свердловин Передкарпаття. *Нафтогазова галузь України*, 3, 14-17.

References

- Anikiev, K.A. (1971). Prognostication of superhigh formation pressures and improvement of deep drilling for oil and gas. Leningrad: Nedra. [in Russian]
- Dobrynin, V.M., Serebryakov, V.A. (1989). Geologo-geophysical methods of forecasting anomalous formation pressures. Moscow: Nedra. [in Russian]
- Zil'berman, V.I. (1977). Control of formation pressure during drilling of wells – a cardinal way of increasing the geological efficiency of oil and gas drilling. *Trudy VNIIGRI*, 150-158. [in Russian]
- Kuziv, I.M., Levytska, H.M., Chorniy, E.O., Chorniy, O.M. (2018). Vplyv nadhidrostatichnykh plastovykh tyskiv (NHPT) na formuvannya hazovykh pokladiv Zovnishnoi zony Peredkarpatskoho prohynu. *International Scientific and Technical Conference "Oil and gas industry: Prospects for building up resource base"*, May 23-25, 2018, Ivano-Frankivsk, 77-79. [in Ukrainian]
- Mysliuk, M.A., Vasylychenko, A.O. (2009). Poperedzhennia zabrudnennia produktyvnykh plastiv pid chas yikh rozkryttia. *Naftova i hazova promyslovist*, 1, 23-25. [in Ukrainian]
- Oleksyuk, M. P., Yurich, A.R., Riznychuk, A.I. (2011). Prohnozuvannya anomalno vysokyykh plastovykh tyskiv (AVPT) u protsesi burinnia metodom d-ekspONENTY v realnomu chasi burinnia sverdlodyn z vykorystanniam EOM. *Naukovyi pratsi DonNTU. Seriya "Hirnycho-geologichna"*, 13 (178), 40-43. [in Ukrainian]
- Tamamiants, T.L., Liakh, M.M., Fedoliak, N.V., Vakaliuk, V.M., Bandura, A.I. (2013). Analiz stanu tekhnolohii burinnia sverdlodynny iz zadanyim vybitnym tyskom. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovysch*, 3, 23-32. [in Ukrainian]
- Fertl, U.H. (1980). Anomalous formation pressures. Moscow: Nedra. [in Russian]
- Chorniy, M.I., Chorniy, O.M., Metoshop, I.M., Kuziv, I.M. (2013). Heolohichni osnovy rozkryttia i vyprobuвання produktyvnykh plastiv. Navchalnyi posibnyk. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH. [in Ukrainian]
- Chorniy, O.M., Levytska, H.M., Kuziv, I.M., Chorniy, E.O. (2015). Tekhnolohiia rozkryttia plastiv na rinvovazi plastovoho ta vybiinoho tyskiv pry burinni sverdlodyn Peredkarpattia. *Naftohazova haluz Ukrainy*, 3, 14-17. [in Ukrainian]

Надійшла до редколегії 04.02.19

E. Chorniy, PhD student
E-mail: ediachornii@gmail.com
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
15 Karpatska Str., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine

DEPENDENCE OF MECHANICAL SPEED OF WELL DRILLING ON THE PORE PRESSURE OF PENETRATED BEDS WITHIN THE PRE-CARPATHIAN FIELD

The paper considers the dependence of the mechanical speed of wells drilling on the seams with abnormally high spatial (reservoir) pressures. Forecasting of AHP is important for improving the degree of completion of layers in process of drilling. As a result of the drilling in of unpredictable areas of AHP in the Pre-Carpathian region the drill columns often get stuck, one of the reasons for which is not often a justified preventive weighting of the drilling mud. To regulate the pressure in the well during drilling, it is necessary to identify the upper limit of the AHP zone in time and give it a reasonably quantified characteristics. After analysing the data of wells in the Pre-Carpathian region and those that are being drilled now, it was possible for us to establish that in the case of approaching the well bore to the formation of AHP, there is an increase in the mechanical speed of drilling in clay rocks, due to the presence of increased internal pressure and a lower density of these rocks. Increasing

of the mechanical speed of drilling under the condition of constant parameters of the drilling regime is also due to heterogeneity of rocks, and stratigraphic transitions from one fold to the other. However, in the case of a double increase of the mechanical speed of drilling in sedimentary layers which are identical in lithology, it is possible to confidently explain this phenomenon by the entrance of the borehole into the AHRP zone. In order to verify the possibility of using mechanical logging to predict the areas of AHRP directly during drilling, we compared the change in the mechanical speed of drilling along the well bore with the data of quantitative and qualitative determination of the areas of AHRP on the results of industrial-geophysical research. Qualitative and quantitative estimation of AHRP zones was carried out, basically, according to the data of electrometry of wells, using the technique of "curves of normally densified clay". For the verification of the findings, direct measurements of the formation pressure with the pressure gauges were used and the data of determination of the formation pressures in the case of transfer of clay solution from the well. Due to the prediction of spatial and reservoir pressures by means of mechanical logging in the process of well laying, we observe a decrease in accidents rate, and an increase in the efficiency of drilling.

Keywords: pore pressure, reservoir pressure, abnormally high reservoir pressure, mechanical speed of drilling, pressure forecasting.

Э. Чорный, асп.

E-mail: ediachornii@gmail.com

Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа,
ул. Карпатская, 15, г. Ивано-Франковск, 76019, Украина

ЗАВИСИМОСТЬ МЕХАНИЧЕСКОЙ СКОРОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ОТ ВНУТРИПОРОВОГО ДАВЛЕНИЯ ВСКРЫТЫХ ПОРОД В ПРЕДКАРПАТСКОМ ПРОГИБЕ

Рассматривается зависимость механической скорости бурения скважин при вскрытии пластов с аномально высокими поровыми (пластовыми) давлениями (АВПД). Прогнозирование АВПД имеет большое значение для улучшения качества вскрытия пластов в процессе бурения. В результате вскрытия непредвиденных зон АВПД в Предкарпатском прогибе часто происходят прихваты буровой колонны, одной из причин которых является не всегда оправданное профилактическое утяжеление бурового раствора. Для регулирования давления в скважине во время бурения необходимо своевременно обнаружить верхнюю границу зоны АВПД и дать ей обоснованную количественную характеристику. Анализ данных пробуренных и находящихся в бурении скважин в Предкарпатском прогибе дает возможность установить, что при приближении забоя скважины к пласту с АВПД происходит увеличение механической скорости бурения в глинистых породах, что объясняется наличием повышенных внутрипоровых давлений и уменьшением плотности этих пород. Увеличение механической скорости бурения при постоянных параметрах режима бурения объясняется также и неоднородностью пород, и стратиграфическими переходами с одной складки надвига в другую. В случае двойного увеличения механической скорости бурения скважины в осадочных отложениях, идентичных по литологии, это явление можно объяснить входом забоя скважины в зону АВПД. С целью проверки возможности использования механического каротажа для прогнозирования зон АВПД непосредственно во время бурения, нами проведено сравнение изменения механической скорости бурения по столбу скважины с данными количественного и качественного определения зон АВПД по результатам промыслово-геофизических исследований. Качественная и количественная оценка зон АВПД проводилась в основном по данным электрометрии скважин, с использованием методики "кривых нормально уплотнённых глин". Для проверки результатов использовались непосредственные замеры пластовых давлений глубинными манометрами и данные определения пластовых давлений в случае переливания глинистого раствора из скважины. Прогнозирование поровых и пластовых давлений при помощи механического каротажа в процессе проводки скважины способствует уменьшению аварийности, повышению эффективности бурения.

Ключевые слова: поровое давление, пластовое давление, аномально высокое пластовое давление, механическая скорость бурения, повышение эффективности бурения.