

УДК 622.24.051.64

ВЛИЯНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ НА ИСКРИВЛЕНИЕ СКВАЖИН ПРИ БУРЕНИИ В АНИЗОТРОПНЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ

Нескоромных Вячеслав Васильевич¹,
sovair@bk.ru

Пушмин Павел Сергеевич²,
dog-eat-dog-79@mail.ru

Попова Марина Сергеевна¹,
alleniram83@mail.ru

¹ Сибирский федеральный университет,
Россия, 660095, г. Красноярск, пр. им. газеты «Красноярский рабочий», 95.

² Иркутский национальный исследовательский технический университет,
Россия, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83.

Актуальность. Отклонение от проектной траектории скважин приводит к ошибочным результатам и как следствие к невыполнению поставленной задачи бурения. К важным геологическим условиям, которые влияют на искривление скважины, относятся сланцеватость, трещиноватость, слоистость, перемежаемость слоев пород различной твердости, флюидальность, пористость, зоны дробления пород, разломы, пустоты, твердые включения и т. п. Как показывает опыт проведения буровых работ, значительная часть перебуриваемых горных пород являются анизотропными. Показатель анизотропии горных пород характеризует степень совокупного влияния нескольких факторов на процесс естественного искривления скважин. Тип инструмента и параметры режима бурения являются основными факторами такого рода. Борьба с естественным искривлением зачастую вызывает технические затруднения и связано с большими затратами времени и материальных ресурсов. В связи с этим актуальным является изучение особенностей бурения в условиях анизотропии горных пород и рассмотрение возможностей влияния на искривление скважин при повышенной флюидальности.

Цель: определение возможностей влияния на естественное искривление скважин при бурении в анизотропных горных породах.

Объект: механизм разрушения анизотропной горной породы.

Методы: экспериментальные, аналитические исследования, анализ.

Результаты. Применение в процессе бурения скважин жидкостей с добавлением поверхностно-активного вещества и гидродинамическое воздействие на забой способствуют снижению естественного искривления скважин. Активное воздействие очистного агента, содержащего поверхностно-активные вещества, на зону предразрушения породы устраняет неравномерность поражения забоя при движении резцов инструмента в направлении навстречу и вслед плоскостям флюидальности. Промывочный агент с добавками поверхностно-активного вещества снижает значение отношения скорости фрезерования породы в стенке скважины к углублению забоя, при этом особый эффект наблюдается при высокой механической скорости бурения скважины. Данное обстоятельство связано с возможностью проникновения промывочного агента в трещины, образовавшиеся в зоне предразрушения горной породы.

Ключевые слова:

Анизотропия, искривление скважин, поверхностно-активные вещества, фрезерующая способность, буровой инструмент, флюидальность, механизм разрушения, зона предразрушения.

Введение

Одной из главных целей в процессе бурения скважины любого назначения является сохранение проектной траектории. Отклонение от проектной траектории скважин является частой и основной причиной недостоверности полученных результатов. Соблюдение заданной траектории при бурении в анизотропных горных породах непростая задача. Анизотропность – явление, затрудняющее бурение скважин. С целью эффективного разрушения анизотропных пород необходимо доскональное изучение механизма их разрушения. Неравномерность напряжений и деформаций, возникающих при бурении в таких породах, приводит к неизбежному естественному искривлению скважин [1–23].

Использование поверхностно-активного вещества (ПАВ) в составе промывочной жидкости всегда давало положительные результаты при бурении даже в

самых сложных геологических условиях. ПАВ имеет массу преимуществ: позволяет повысить смазочные свойства и термостойкость промывочных жидкостей, способствует диспергированию шлама и дегазации промывочных жидкостей при вскрытии продуктивных нефтегазовых пластов, а также уменьшает влияние буровых растворов на их проницаемость и т. д. [1–10, 19]. Основным положительным свойством ПАВ является его способность снижать поверхностное натяжение на жидкой или твердой поверхности раздела сред. Действие ПАВ на горную породу характеризуется ее разупрочнением и снижением твердости, что способствует повышению эффективности разрушения породы при бурении скважин [5–20]. Использование ПАВ и его положительные свойства при бурении в анизотропных породах мало изучено и, учитывая перечисленные возможности, вызывает научный интерес.

Постановка проблемы

Основной параметр, который необходимо контролировать в ходе соблюдения траектории направления оси скважины, – интенсивность искривления. Опыт ранее проведенных работ [1–22] показывает, что этот показатель зависит от многих факторов бурения. Например, образованная на локальном участке скважины интенсивность искривления (i) во многом зависит от показателя углубления за оборот породоразрушаемого инструмента (ПРИ) ($h_{об}$), что подтверждается выражением (1) [3, 11]:

$$i = \frac{\alpha}{h_{об}}, \quad (1)$$

где α – угол отклонения забоя.

К тому же, согласно формуле (2), параметр интенсивности искривления участка скважины зависит от фрезерующей способности бурового инструмента (f) [3, 11]:

$$i = \frac{\arcsin f}{h_{об}}, \quad (2)$$

где f – коэффициент боковой фрезерующей способности.

При этом, говоря о коэффициенте боковой фрезерующей способности инструмента, необходимо помнить, что он в свою очередь зависит от неодинаковой эффективности разрушения горной породы в поперечном (v_{ϕ}) и осевом (v_6) направлениях:

$$f = \frac{v_{\phi}}{v_6}. \quad (3)$$

Из полученных зависимостей (1)–(3) следует, что интенсивность искривления может контролироваться путем регулирования углубления за оборот и фрезерующей способности инструмента. Причем сдерживаться этот показатель будет в случае, если углубление за оборот растет, а коэффициент фрезерующей способности при этом неизменен, т. е. увеличение углубления за оборот должно быть вызвано определенными методами, не связанными с изменением режимов бурения.

С целью экспериментальных и аналитических исследований возможности повышения углубления за оборот при неизменной фрезерующей способности породоразрушающего инструмента (ПРИ) проведено опытное бурение. В качестве экспериментальной породы использовались туфодациты Забайкалья как наилучший представитель анизотропной горной породы. Туфодациты являются эффузивными породами, имеют ярко выраженную флюидальную текстуру и характеризуются различной степенью анизотропии. Такие характеристики породы позволяют осуществить детальное исследование особенностей бурения в условиях естественного искривления скважин [4–7].

Методика

С целью приблизить опытное бурение к производственным условиям разбуривание туфодацита производилось буровым станком СКБ-4, зафиксированным на эстакаде, в качестве породоразрушающего ин-

струмента принята коронка О1А3 диаметром 59 мм. Данные работы проведены по плану полного факторного эксперимента типа 2^2 . Варьировались показатели двух основных влияющих факторов, а именно осевой нагрузки $P_{ос}$ и частоты вращения ω . Фактор частоты вращения изменялся от 280 до 710 мин^{-1} , а осевой нагрузки – от 750 до 1350 даН. Эксперимент включал четыре опыта с трехкратным повторением замеров механической скорости бурения (v). В ходе работы удалось направить бурение относительно плоскостей флюидальности под следующими углами: 12, 27, 50 и 72°. Замеры показателя v осуществлялись для каждого направления бурения относительно плоскостей флюидальности. Углы встречи с прослойками перебуриваемой породы замерены по факту получения керна и рассчитаны как средние в пределах интервала бурения. Средняя глубина скважин составляла 40–50 см [5].

По полученным результативным данным для каждого из выбранных направлений бурения относительно плоскостей флюидальности породы построены математические модели, отражающие влияние факторов на отклик v . Построение моделей осуществлялось в соответствии со спланированной методикой эксперимента. Позволим себе утверждать, что построенные модели имели достоверность 90 %, т. к. ошибка определения механической скорости бурения по ходу эксперимента не превышала 9 % от среднего значения откликов.

В ходе эксперимента показатель анизотропности буримой горной породы определялся как изменение механических скоростей бурения в зависимости от угла встречи с плоскостями флюидальности туфодацита. Значения механических скоростей бурения для модели брались как полученные при бурении под различными углами.

Используя результаты опытного бурения, для каждого из направлений относительно сланцеватости ($\gamma=12^\circ$ (v_{12}), 27° (v_{27}), 50° (v_{50}) и 72° (v_{72})) получены математические модели влияния осевой нагрузки и частоты вращения на механическую скорость бурения. После тщательной проверки на значимость факторов и адекватность модели приобрели вид, представленный в выражении (4):

$$\left. \begin{aligned} v_{12} &= 8,3 + 2,18P + 3,6\omega + 1,2P\omega \\ v_{27} &= 10,1 + 2,1P + 5,4\omega + 1,4P\omega \\ v_{50} &= 10,8 + 2,3P + 6,1\omega + 1,6P\omega \\ v_{72} &= 12,6 + 3,45P + 7,6\omega + 2,35P\omega \end{aligned} \right\}, \quad (4)$$

где P и ω – параметры режима бурения с пределами значений в закодированном выражении от 1 до –1.

Опираясь на полученные аналитические зависимости (4), построены наглядные графики, демонстрирующие изменение механической скорости бурения в зависимости от смены значений параметров режима бурения, а именно частоты вращения и осевой нагрузки. На рис. 1, а, б приведены отдельные графики для моделей v_{12} (бурение под углом 12° к флюидальности пласта) и v_{72} (тоже под углом 72°). Выбрав соотношение механических скоростей в одноименных точках поля эксперимента, можно получить

характеристику анизотропии по буримости в пределах, ограниченных значениями варьирования предложенных параметров режима бурения. Наибольший показатель анизотропии по буримости представлен на

рис. 1, в. Здесь коэффициент K_v равен отношению v_{72}/v_{12} . Другие соотношения скоростей показывают практически аналогичную картину, но с значениями показателя K_v немного меньшими.

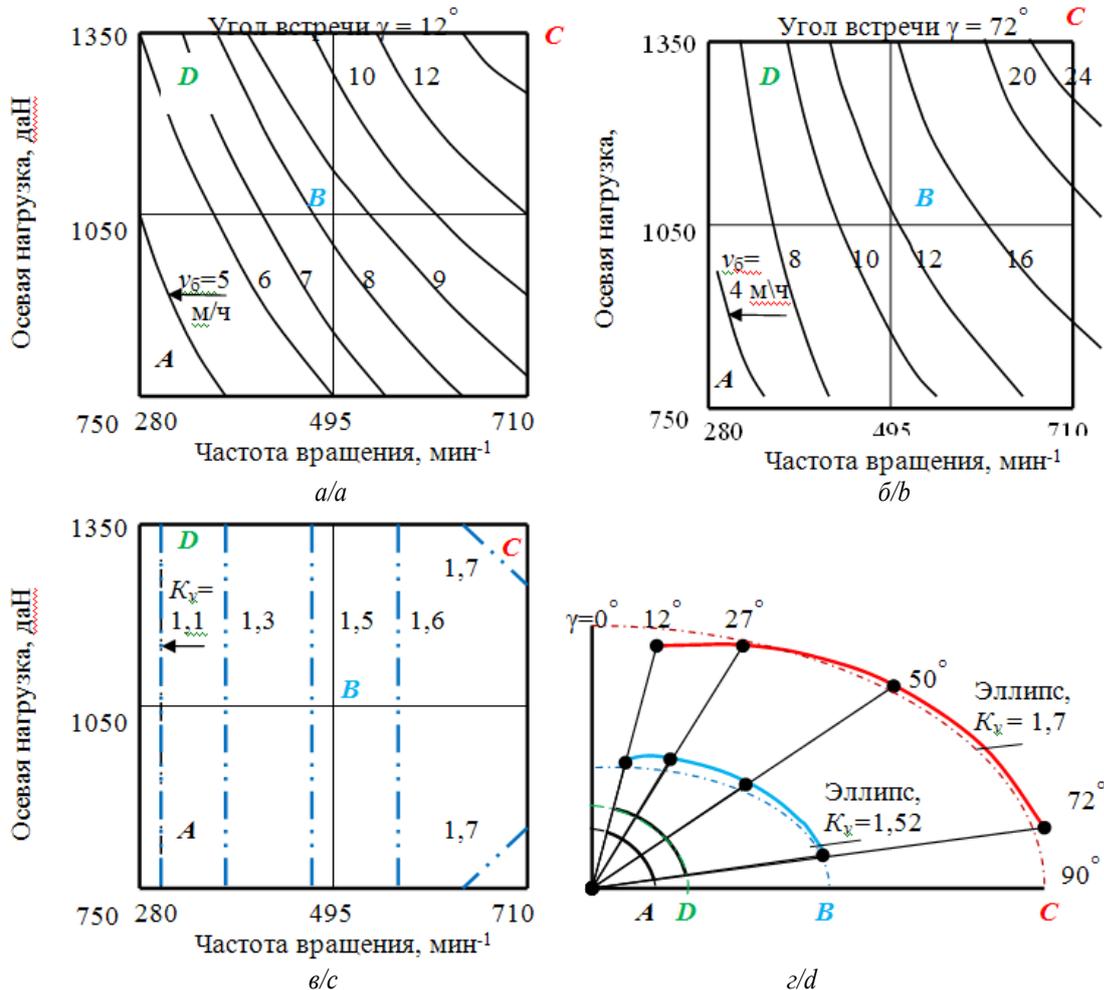


Рис. 1. Результаты экспериментального бурения туфодолита: а, б) графики зависимости механической скорости бурения от осевого усилия и частоты вращения (угол встречи со слоями породы 12° и 72°); в) графики зависимости показателя анизотропии по буримости K_v от осевого усилия и частоты вращения инструмента; г) распределение механической скорости бурения в зависимости от угла встречи инструмента со слоистостью породы в точках А, В, С и D

Fig. 1. Anisotropic tuffaceous sandstone drilling results: a, b) graphs of mechanical drilling speed depending on the axial force and the frequency of rotation of the tool at an angle of encounter with rock layers 12° and 72° ; c) graphs of the anisotropy index for the drillability of K_v tuff depending on the axial force and tool rotation speed; d) polar diagrams of the distribution of the drilling speed depending on the angle of the tool with the rock layers obtained at points A, B, C and D

Для выбранных одноименных точек на графиках, приведенных на рис. 1, а, б, построена диаграмма механических скоростей, полученных в результате замеров при опытном бурении в различных направлениях относительно сланцеватости пласта породы (рис. 1, г). В результате получены кривые А, В, С, D. Кривые А и D демонстрируют результаты при минимальной частоте вращения и при минимальной и максимальной осевых нагрузках. Как видно на рис. 1, г, эти кривые геометрически отражают четверти окружностей. При этом коэффициенты анизотропии равны значениям 1,1 (А) и 1,3 (D) (рис. 1, в).

А вот полученные линии зависимостей механической скорости бурения от угла встречи со сланцеватостью в точках В и С отображаются кривыми, близкими к четвертям эллипсов. Такие формы кривых указывают на возможность образования овальности поперечного сечения ствола скважины, что связано с повышением анизотропии по буримости (соответственно при коэффициентах $K_v=1,52$ и $K_v=1,7$).

На рис. 2 представлены графические зависимости углубления за один оборот h_o от осевой нагрузки при максимальной (710 мин^{-1}), средней (495 мин^{-1}) и минимальной (280 мин^{-1}) частотах вращения инстру-

мента, а также при углах встречи 12° (рис. 2, а), 27° (рис. 2, б) и 72° (рис. 2, в). По полученным графическим зависимостям видно, что при одних и тех же режимах бурения, изменяя лишь угол встречи инструмента со слоистостью породы, можно добиться изменения углубления за оборот. Причем эта зависи-

мость неоднозначна. Например, при угле встречи равном 12° увеличение частоты вращения влечет снижение углубления за оборот. А наилучших результатов, обосновано затрачивая большую мощность на бурение, можно добиться при $\gamma=72^\circ$ (повышение частоты вращения повышает углубку за оборот).

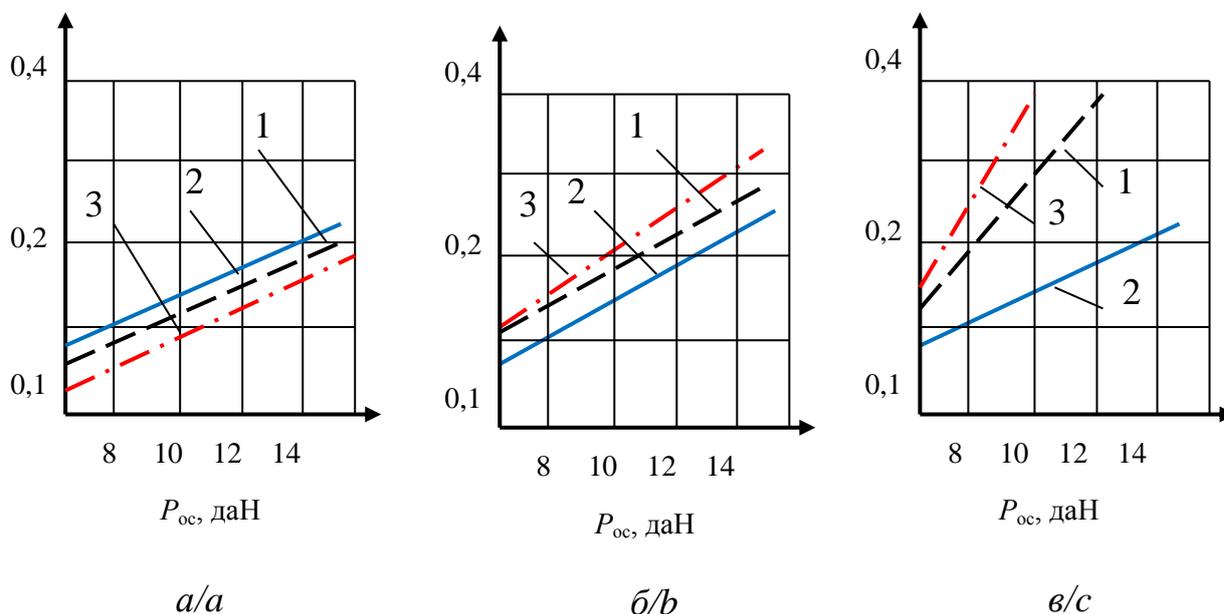


Рис. 2. Опытные зависимости углубления за оборот алмазной коронки от параметров бурения и угла встречи инструмента со сланцеватостью туфодацита: а) угол встречи 12° ; б) угол встречи 27° ; в) угол встречи 72° ; частота вращения коронки: 1 – 280 мин^{-1} ; 2 – 495 мин^{-1} ; 3 – 710 мин^{-1}

Fig. 2. Experimental dependences of the recess for the diamond core rotation on the drilling parameters and the angle of the tool with the tuffodacite schistosity: а) angle of meeting 12° ; б) angle of meeting 27° ; в) angle of meeting 72° ; bit rotation frequency: 1 – 280 мин^{-1} ; 2 – 495 мин^{-1} ; 3 – 710 мин^{-1}

Что касается проявления анизотропности породы туфодацита в процессе бурения, учитывая результаты описанных опытных буровых работ и их аналитическую обработку, выяснилось, что показатель анизотропности породы в процессе бурения непостоянен и зависит от частоты вращения. Такое явление связано с тем, что разрушаемая порода не является твердой и при минимальной (по данному эксперименту) осевой нагрузке (P_{oc}) наступало объемное разрушение горной породы. Именно поэтому рост скорости бурения определялся повышением частоты вращения, а не осевой нагрузки.

В связи с этим можно сделать вывод о необходимости внимания к регулированию частоты вращения при бурении в анизотропных породах.

Графики изменения углубления за один оборот от параметров бурения (рис. 2) показывают, что меньшие значения показателя анизотропии соответствуют условиям объемного разрушения горной породы (рис. 2, а). С приближением к состоянию усталостно-поверхностного разрушения породы происходит рост показателя анизотропии (рис. 2, б, в).

С ростом коэффициента K_v повышается вероятность образования формы поперечного сечения близкой к овалу.

Таким образом, получены предварительные выводы о том, что степень влияния анизотропии на траекторию бурения меняется прежде всего в зависимости от изменения показателя частоты вращения и режима разрушения горной породы на забое скважины.

Для уточнения полученных результатов была проведена еще одна серия экспериментов. Экспериментальное бурение осуществлялось в монолитных блоках спекшегося туфодацита буровым станком БСК-2М2-100. В качестве породоразрушающего инструмента была выбрана алмазная однослойная коронка диаметром 36 мм. Очистной агент принят в виде водного раствора, содержащего ПАВ. В процессе экспериментальных буровых работ количество ПАВ в растворе воды изменялось в пределах от 0 до 0,3 %. При проведении эксперимента частота вращения выбранной коронки варьировалась в пределах $150\text{--}560 \text{ мин}^{-1}$, осевая нагрузка изменялась в пределах $250\text{--}600 \text{ даН}$, а угол встречи $\gamma - 25^\circ\text{--}80^\circ$ [5].

По зафиксированным результатам построены математические модели влияния осевой нагрузки (P_{oc}), частоты вращения (ω), содержания ПАВ в промывочной жидкости (S) и угла встречи оси инструмента с плоскостями флюиальности разбуриваемой породы (γ) на:

- механическую скорость бурения (v) (5);
- показатель углубления за один оборот (h_0) (6).
- Согласно плану многофакторного эксперимента, при построении моделей использовались четыре фактора. В этом случае P_{oc} – фактор x_1 ; ω – фактор x_2 ; S – фактор x_3 ; γ – x_4 .

Для наглядности и прозрачности из полученных моделей исключили малозначимые, незначительные сочетания факторов. В результате проведенных аналитических манипуляций получены зависимости (5) и (6).

$$v=3,1+2,01P_{oc}+1,79\omega+0,8S+0,59\gamma+1,18P_{oc}\omega+0,49P_{oc}S+0,23P_{oc}\omega+0,56\omega S+0,19\omega\gamma-0,11S\gamma+0,4P_{oc}\omega S; \quad (5)$$

$$h_0=1,37\cdot 10^{-4}+1,53\cdot 10^{-5}P_{oc}+7,76\cdot 10^{-5}\omega+3,65\cdot 10^{-5}S+3,28\cdot 10^{-5}\gamma+1,08\cdot 10^{-5}P_{oc}\omega+2,33\cdot 10^{-5}\omega S+1,18\cdot 10^{-5}\omega\gamma-8,28\cdot 10^{-6}P_{oc}\gamma. \quad (6)$$

Эмпирические модели (5) и (6) наглядно демонстрируют степень и значимость влияния исследуемых параметров на механическую скорость бурения и углубление инструмента за оборот. Такой подход позволяет произвести детальную оценку взаимного влияния перечисленных параметров на технико-экономические показатели бурения.

Анализ

Проанализировав математическую модель (5), видно, что наиболее значимое влияние на механическую скорость в процессе бурения туфодацита практически в равной степени оказывают осевая нагрузка и частота вращения породоразрушающего инструмента.

Влияние концентрации ПАВ и угла встречи оказалось положительным, причем отмечено большее влияние поверхностно-активного вещества на интенсивность механической скорости. Рост угла встречи тоже приводит к повышению механической скорости бурения. Однако при этом, как оказалось, одновременное увеличение и количество ПАВ и угла встречи отрицательно влияет на увеличение механической скорости.

Анализ полученной математической модели (6) позволяет отметить существенное влияние частоты вращения на углубление инструмента за один оборот. Следующими по важности факторами можно отметить содержание поверхностно-активного вещества в составе промывочной жидкости и угол встречи с плоскостями флюидальности.

Значение осевой нагрузки оказалось незначительным, что нехарактерно для алмазного бурения. Данное обстоятельство наверняка связано с тем, что при выбранных значениях осевой нагрузки был полностью исчерпан ресурс выпуска резцов из матрицы коронки и последующий рост осевой нагрузки не привел к их заглоблению в туфодацит. Сочетание таких факторов, как осевая нагрузка и угол встречи, привело к отрицательному воздействию на рост

углубления породоразрушающего инструмента, и это несмотря на то, что рост угла встречи приводит к снижению твердости горной породы.

По модели (5) произведены математические расчеты. Для сравнительной оценки бурения с различными параметрами промывочной жидкости построены графические зависимости изменения механической скорости от углов встречи с плоскостями флюидальности породы и параметров режима бурения. Графики приведены отдельно для условий при бурении с технической водой (рис. 3) и при бурении с эмульсионным раствором, состоящим из воды с содержанием ПАВ в концентрации 0,3 % (рис. 4).

Полученные графики (рис. 3, 4) позволяют сделать вывод о том, что механическая скорость бурения (v) зависит от угла встречи бурового породоразрушающего инструмента со слоистостью разбуриваемого пласта (γ). При одних и тех же режимах бурения чем больше угол γ , тем больше v . Самое интересное, что данное явление имеет более ярко выраженный характер в случае применения в качестве очистного агента технической воды с ПАВ.

Для более детального анализа влияния промывочного раствора, содержащего в своем составе ПАВ, на механическую скорость бурения построены графические зависимости, представленные на рис. 5. Графики показывают прирост механической скорости за счет использования промывочного агента с ПАВ в зависимости от величины осевой нагрузки и угла встречи оси инструмента с плоскостями флюидальности.

Основываясь на анализе полученных зависимостей, представленных на рис. 5, можно утверждать, что прирост механической скорости бурения наибольший при углах встречи в пределах от 25° до 30° . Этот факт указывает на более значимое воздействие ПАВ на породу в условиях ориентирования плоскостей флюидальности породы вдоль оси скважины. Такое активное влияние связано с развитием трещин в зоне предразрушения. Так трещины распространяются в направлении слоистости, которая совпадает с направлением пористости горной породы (рис. 6). Отсюда выходит, что при небольших углах встречи γ забой открыт для проникновения жидкости, а наличие в ней ПАВ улучшает этот процесс.

Однако при этом замечено, что повышение осевой нагрузки приводит к росту механической скорости бурения лишь до определенного предела (рис. 5, интервал P_n). Дальнейшее увеличение осевого усилия (выше интервала P_n , рис. 5) ведет к замедлению, а со временем и прекращению роста механической скорости. Это говорит о том, что напряжения в горной породе достигли предельных значений, при которых прекращается развитие зоны предразрушения. И именно поэтому, в виду отсутствия трещин для проникновения, снижается активное влияние промывочной жидкости на эту зону.

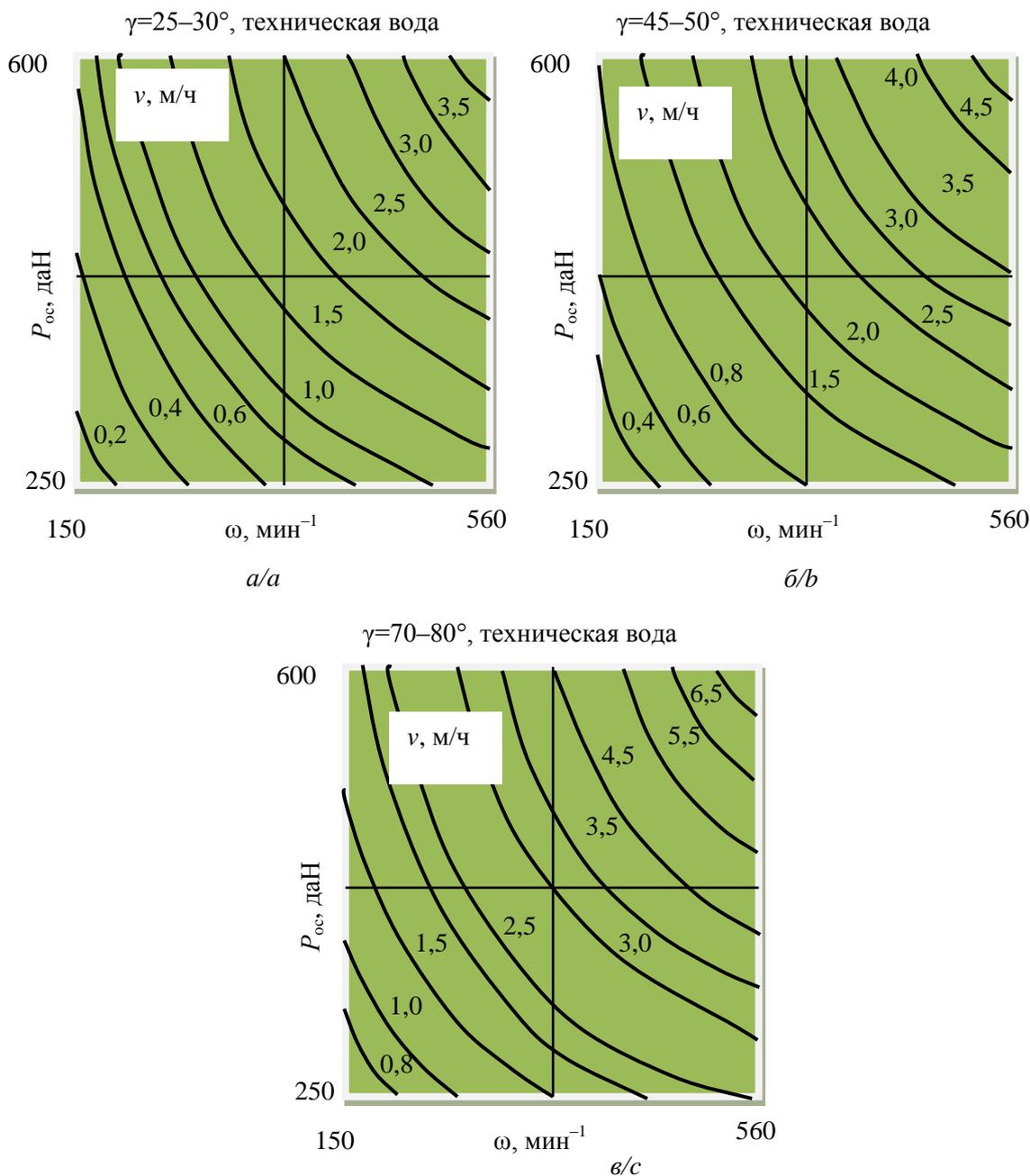


Рис. 3. Результаты стендового бурения спекшегося туфа: зависимости v от параметров режима бурения и от углов встречи с плоскостями флюидальности при бурении с технической водой: а) угол встречи $25-30^\circ$; б) угол встречи $45-50^\circ$; в) угол встречи $70-80^\circ$

Fig. 3. Results of bench drilling of caked tuff: v dependencies on the parameters of the drilling mode and on the meeting angles with the fluidity planes when drilling with process water: а) angle of meeting $25-30^\circ$; б) angle of meeting $45-50^\circ$; с) angle of meeting $70-80^\circ$

При больших значениях частоты вращения породоразрушающего инструмента наблюдался немного более интенсивный рост механической скорости бурения. Это явление можно обосновать понижением размеров области деформирования и напряжений в породе при росте частоты вращения, что способствует существенному влиянию промывочной жидкости на разрушение горной породы. При опытно бурении туфодацита объемный режим разрушения наблюдался при углах встречи со слоистостью и сланцевато-

стью породы в пределах $70-80^\circ$: с технической водой – в условиях осевых нагрузок в пределах $430-600$ даН, а с эмульсионным раствором – $250-430$ даН.

Выделив одноименные точки эксперимента, открывается возможность определения показателя анизотропии по буримости из соотношения механических скоростей в пределах изменения параметров режима бурения. Величина показателя K_v при различных значениях осевой нагрузки и частоты вращения показана на рис. 7. В результате исследования изме-

нения величины этого показателя выяснилось, что показатель анизотропии меньше при бурении с использованием промывочной жидкости с добавлением поверхностно-активного вещества. Данное заключение еще раз подтверждает, что меньшее значение по-

казателя анизотропии по буримости присуще моменту объемного разрушения горной породы в момент, когда и реализуются основные возможности бурового инструмента.

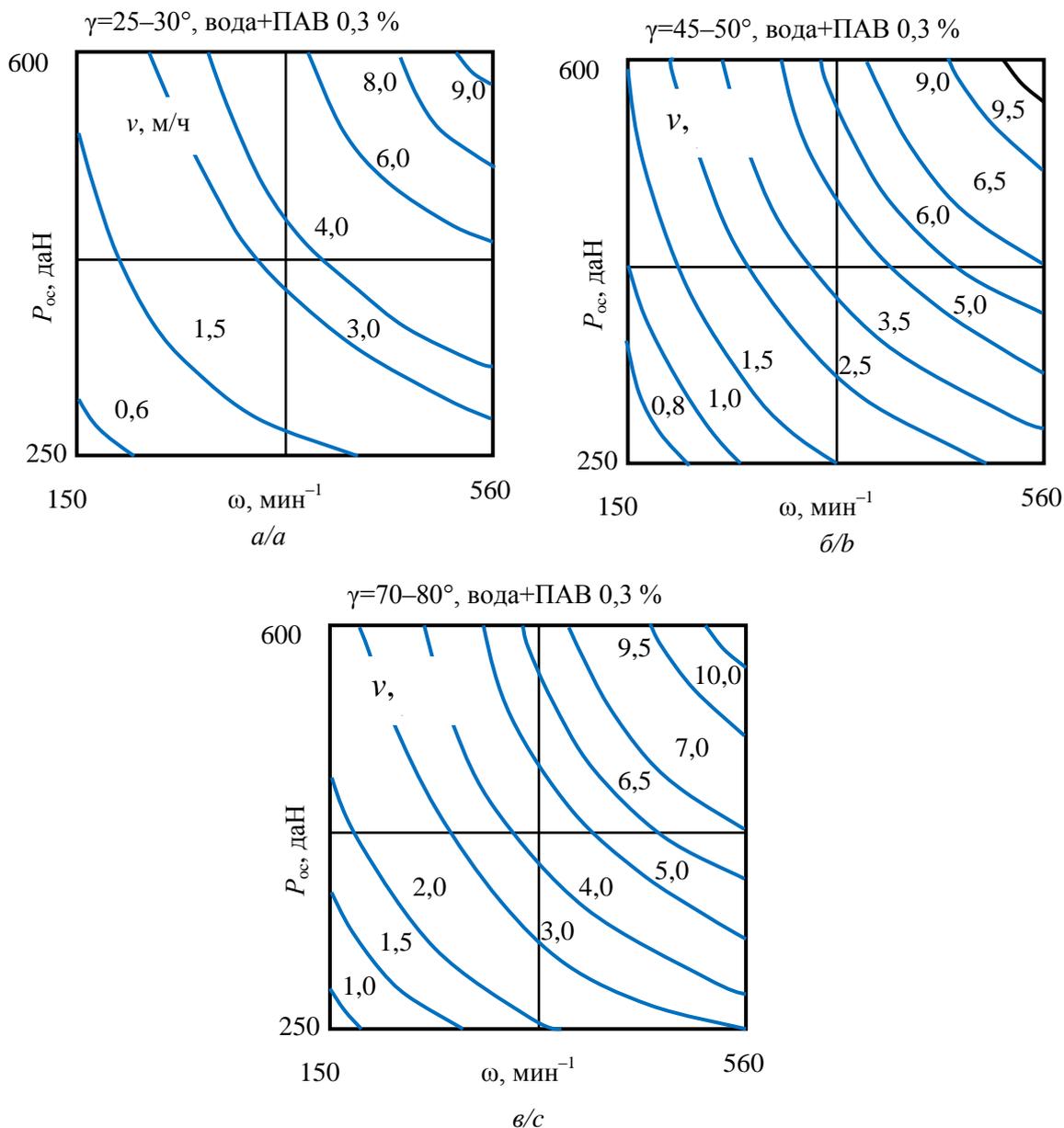


Рис. 4. Результаты стендового бурения спекшегося туфа: зависимости v от параметров режима бурения и от углов встречи с плоскостями флюидальности при бурении с технической водой с добавлением сульфанола (ПАВ) 0,3 %: а) угол встречи $25-30^\circ$; б) угол встречи $45-50^\circ$; в) угол встречи $70-80^\circ$

Fig. 4. Results of bench drilling of caked tuff: dependences of v on the parameters of the drilling mode and on the meeting angles with the fluidity planes when drilling with industrial water with the addition of sulfonol (surfactant) 0,3 %: а) angle of meeting $25-30^\circ$; б) angle of meeting $45-50^\circ$; в) angle of meeting $70-80^\circ$

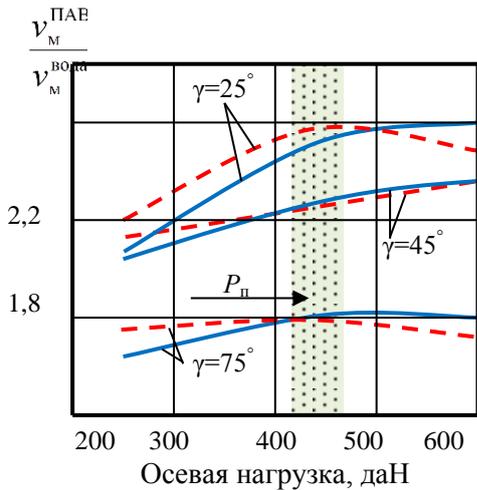


Рис. 5. Экспериментальные зависимости прироста механической скорости бурения от осевого усилия и угла встречи γ с плоскостями флюидальности туфодацита: при частоте вращения 560 мин^{-1} (сплошные линии); 355 мин^{-1} (пунктирные линии)

Fig. 5. Experimental dependences of the increase in the mechanical drilling speed on the axial force and the angle of encounter γ with the tuffodacite fluidity planes: at a rotation frequency of 560 мин^{-1} (solid lines); 355 мин^{-1} (dashed lines)

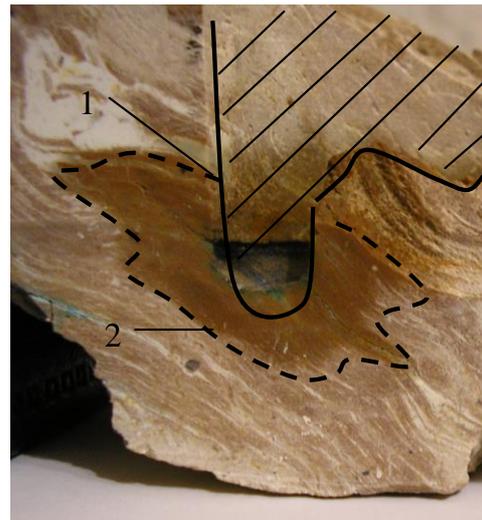


Рис. 6. Фото скважины в разрезе, пробуренной в анизотропном туфодаците: 1 – контур забоя; 2 – зона распространения в породе керосина, которым пропитан забой

Fig. 6. Photo of the longitudinal section of well, drilled in anisotropic tuffodacite: 1 – bottom hole contour; 2 – distribution zone of kerosene in rock

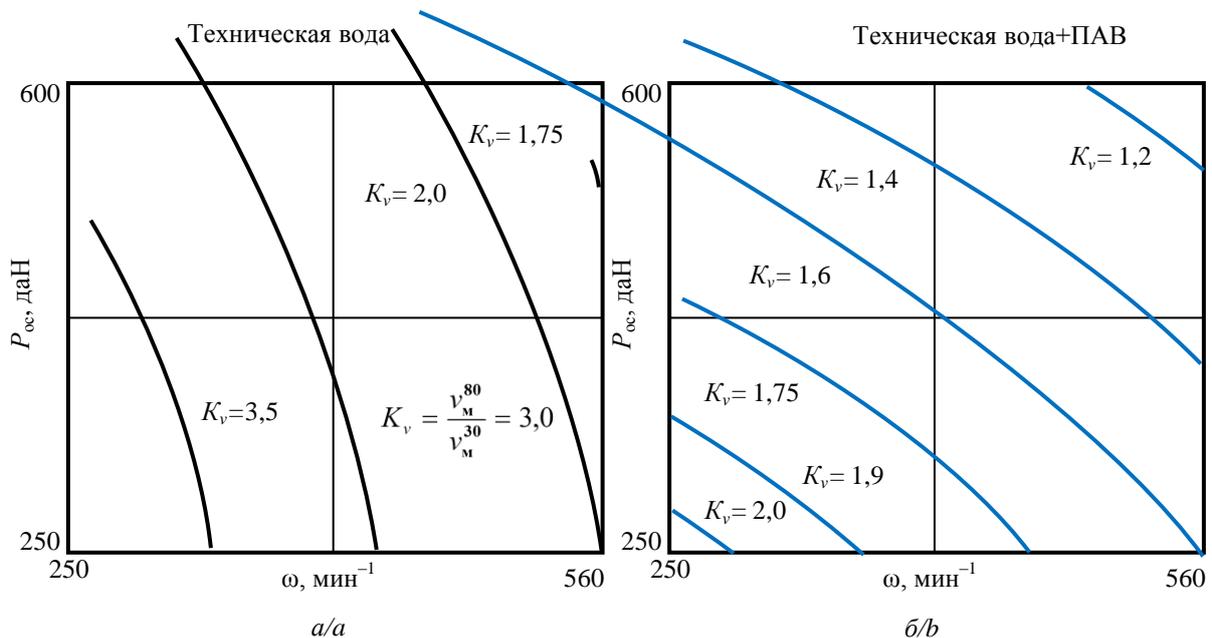


Рис. 7. Зависимость показателя анизотропии по буримости K_v от параметров режима бурения: а) при бурении технической водой; б) при бурении технической водой с добавлением 0,3 % ПАВ

Fig. 7. Dependence of anisotropy index K_v on the parameters of the drilling mode: а) drilling with water; б) water with the addition of 0,3 % surfactant

Режим усталостно-поверхностного разрушения и бурения с зашламованием забоя скважины будет характеризоваться высокими показателями анизотропии по буримости. В таких условиях бурение в анизотропных горных породах будет сопровождаться интенсивным искривлением скважин.

Диаграмма изменения механической скорости в зависимости от состава промывочного агента при бурении под различными углами к плоскости флюидальности (для спекшегося туфа) представлена на рис. 8.

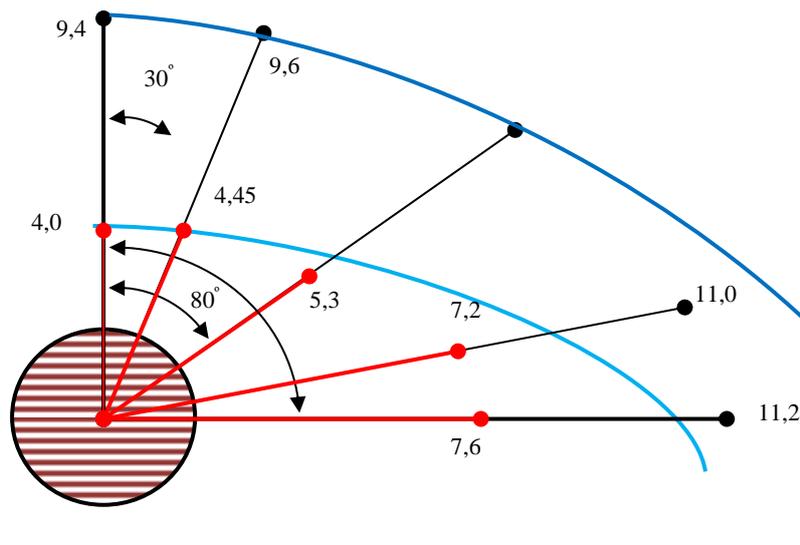


Рис. 8. Распределение механической скорости бурения v_m , м/ч, при различных углах встречи оси инструмента с плоскостями флюидальности анизотропной породы в зависимости от состава промывочного агента при следующих режимных параметрах: частота вращения – 560 мин^{-1} ; осевая нагрузка – 600 даН ; подача промывочного агента – $16,7 \text{ л/мин}$.

Fig. 8. Distribution of the mechanical drilling speed v_m , m/h at different angles of meeting the tool axis with the fluidity planes of anisotropic rock depending on the composition of the flushing agent with the following operating parameters: rotation speed – 560 min^{-1} ; axial load – 600 daN ; flushing agent supply – $16,7 \text{ l/min}$.

В этом случае возможные показатели анизотропии по буримости $K_v = \frac{v_m^{80}}{v_m^{30}}$ составили: при бурении с использованием технической воды $K_v=1,9$; при бурении с использованием раствора с ПАВ $K_v=1,19$.

Как видно из рис. 8, кривые, отражающие зависимость механической скорости бурения от угла встречи γ , геометрически близки к четвертям эллипсов.

При бурении анизотропных горных пород поперечное сечение ствола скважин отличается овальной формой [1, 3, 12]. Длинная ось такого овала ориентирована в направлении действующей результирующей величины отклоняющих усилий. Овальность поперечного сечения ствола скважины однозначно указывает на процесс искривления скважины. При этом показатель интенсивности искривления скважины напрямую связан с увеличенной длиной сечения ствола скважины в направлении действия отклоняющих сил [3, 11, 12].

Еще одна особенность образования формы ствола скважины при бурении в анизотропных породах указывает на зависимость её диаметра от угла встречи бурового инструмента со сланцеватостью или другими подобными текстурными признаками горной породы.

На рис. 9 приведены показатели замеров диаметра скважин, пробуренных экспериментально в блоках туфодацита породоразрушающим инструментом диаметром 36 мм. Результативные замеры показали, что при постепенном увеличении угла встречи γ инструмента со слоями породы диаметр скважины снижается. В то же время диаметр скважин, пробуренных с применением технической воды, меньше, чем тех скважин, которые были пробурены с использованием

поверхностно-активного вещества в определенной концентрации разведенного в воде.

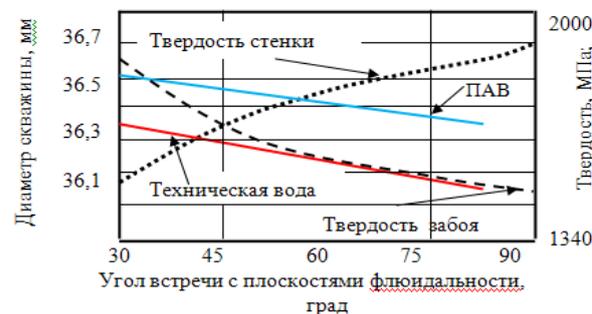


Рис. 9. Зависимость диаметров скважины от угла встречи с плоскостями флюидальности туфодацита при бурении водой с ПАВ и технической водой

Fig. 9. Dependence of borehole diameters on the angle of meeting with the fluidity planes of tuffodacite when drilling with water with a surfactant and process water

Причины представленной особенности формирования ствола буримой скважины в анизотропной породе состоят в следующем. При малых углах встречи инструмента со слоистостью (γ) боковые резцы инструмента взаимодействуют со стенками скважины под углом, который определяется как $\gamma_6=(90^\circ-\gamma)$. В данном случае угол встречи γ будет меньше угла γ_6 . Таким образом, в направлении фрезерования боковыми резцами инструмента под действием возникающей дестабилизирующей силы твердость породы окажется существенно меньше, чем твердость породы на забое. Именно поэтому процессы разрушения стенки ствола скважины будут более интенсивными.

Другая картина прослеживается, когда угол встречи инструмента со слоистостью или сланцеватостью растет. В этом случае угол встречи боковых резцов ПРИ со стенками скважины уменьшается, а твердость породы стенок скважины становится выше. В таких условиях работы породоразрушающего инструмента на забое разработанность ствола скважины будет значительно меньше.

Для подтверждения указанного приведем данные, полученные в ходе описанного эксперимента. Твердость туфодацита при $\gamma=90^\circ$ составляет 1340 МПа, а при $\gamma=0^\circ$ – 2000 МПа. При $\gamma=30^\circ$ твердость забоя равна 1800 МПа, а твердость стенки при этом – 1540 МПа. Когда угол встречи γ равен 70° твердость забоя – 1400 МПа, а стенки уже выше – 1900 МПа. Если угол встречи дойдет до 90° , твердость забоя составит 1340 МПа, а стенок – 2000 МПа.

Проведенный выше анализ показал, что при бурении в условиях анизотропных пород рационально использование породоразрушающего инструмента, конструкция которого позволяет обеспечивать высокие значения механической скорости бурения при небольших значениях осевой нагрузки.

Для снижения осевой нагрузки без снижения механической скорости бурения можно предложить применение технологических мер интенсификации процесса разрушения, например, использование промывочных жидкостей с добавлением ПАВ или применение инструментов, обеспечивающих гидродинамическую интенсификацию процесса удаления шлама и активного воздействия на зону предразрушения.

Снижение естественного искривления скважин осуществляется не только за счет повышения механической скорости бурения без изменения осевой нагрузки, но и в значительной степени за счет активного воздействия жидкости на зону предразрушения. Трещины, образовавшиеся в зоне предразрушения, обычно развиваются в направлении сланцеватости или другого проявления флюидоидальности в сторону наибольшей твердости и упругости разрушаемой породы (рис. 10). Как правило, в этом же направлении ориентированы трещиноватость и пористость породы. Поэтому возможное проникновение промывочной жидкости либо за счет содержания ПАВ, либо под напором в образовавшиеся в зоне предразрушения трещины гарантирует понижение коэффициента анизотропии породы. Это осуществляется за счет значительного снижения твердости и упругости забоя в направлении именно флюидоидальности.

Проникновение промывочной жидкости в разрушаемую породу по трещинам приводит к выравниванию асимметрии ядра сжатия породы. А данное явление характеризуется снижением опрокидывающего момента и дестабилизирующего усилия, что способствует снижению естественного искривления траектории движения скважины.

В результате исследования фильтрационных свойств экспериментального туфодацита установлено, что промывочная жидкость с содержанием ПАВ имеет большую проникающую способность. Эта величина в 1,27 раз больше, чем при бурении с технической

водой. При этом в направлении, близком к направлению вдоль плоскостей флюидальности горной породы, фильтрация жидкости, содержащей ПАВ, происходит интенсивнее в 1,4 раза.

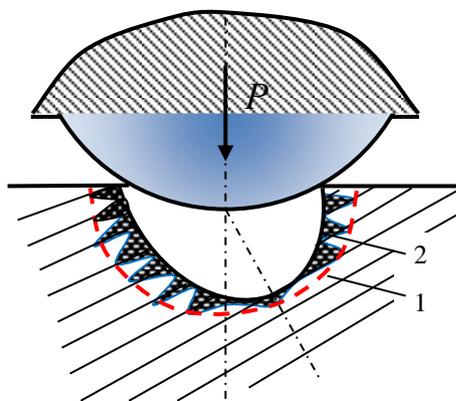


Рис. 10. Схема формирования зоны предразрушения в анизотропной породе: 1 – границы ядра сжатия в породе; 2 – зона предразрушения

Fig. 10. Scheme of formation of the pre-fracture zone in anisotropic rock: 1 – the boundaries of the compression core in the rock; 2 – pre-fracture zone

Таким образом, можно отметить, казалось бы, неожиданный положительный фактор встречи в процессе бурения скважин с породами, отличающимися явно выраженной анизотропностью. Анализируя анизотропные свойства таких горных пород, появляется возможность осуществить корректировку интенсивности естественного искривления и направления траектории движения скважины. Добиться необходимого результата можно путем изменения концентрации ПАВ в промывочной жидкости или за счет активного гидравлического воздействия очистного агента на разрушаемый пласт.

Выводы

1. Бурение анизотропных горных пород характеризуется неодинаковостью механической скорости бурения в различных направлениях относительно плоскостей слоистости.
2. Режим усталостно-поверхностного разрушения и зашламования забоя характеризуются высокими значениями показателя анизотропии и сопровождаются высокими показателями искривления.
3. Понижения показателя анизотропии породы можно добиться путем применения промывочных жидкостей с содержанием ПАВ.
4. Скорость фрезерования v_f стенки скважины увеличивается при росте угла встречи γ с породой в области стенки скважины и по мере уменьшения угла встречи γ на забое.
5. Использование при бурении скважин промывочного агента с добавлением ПАВ в совокупности с высокой механической скоростью бурения снижает величину соотношения скорости фрезерования стенок скважины и углубления забоя.

6. Активное воздействие промывочной жидкости с добавками ПАВ на зону предразрушения горной породы стремится устранить неравномерность по-

ражения забоя, что объясняется уменьшением прочностных характеристик анизотропной породы вдоль плоскостей слоистости или сланцеватости.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кривошеев В.В., Ларин А.А., Нейштегер И.А. Некоторые закономерности искривления скважин при различных углах встречи плоскости сланцеватости. Совершенствование техники и технологии бурения скважин на твердые полезные ископаемые // Выпуск 22: Межвузовский научный тематический сборник. – Екатеринбург: Изд-во Уральского государственного горно-геологической академии, 1999. – С. 174–183.
2. Ларин А.А. Исследование процесса взаимодействия алмазного породоразрушающего инструмента с анизотропной горной породой с целью выявления закономерностей естественного искривления скважин: дис. ... канд. наук. – Томск, 2000. – 192 с.
3. Нескоромных В.В. Искривление скважин в анизотропных горных породах. – Красноярск: Изд-во СФУ, 2017. – 199 с.
4. Разработка и экспериментальные исследования особенностей работы алмазной коронки для бурения в твердых анизотропных горных породах / В.В. Нескоромных, П.Г. Петенёв, А.Л. Неверов, П.С. Пушмин, Г.Р. Романов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 326. – № 4. – С. 30–40.
5. Пушмин П.С. Обоснование модели алмазной коронки на основе исследования механики разрушения твердых анизотропных пород: дис. ... канд. техн. наук. – Иркутск, 2006. – 131 с.
6. Кривошеев В.В. Закономерности искривления и управление траекторией трасс скважин в анизотропных породах // Обзор ВИЭМС. – 1991. – Вып. 9. – 44 с.
7. Borehole stability analysis: a new model considering the effects of anisotropic permeability in bedding formation based on poroelastic theory / L. Ding, Z. Wang, B. Liu, J. Lv // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2019. – V. 69. – P. 1–18. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102932> (дата обращения 03.03.2020).
8. Huang H., Lecampion B., Detournay E. Discrete element modeling of tool-rock interaction I: Rock cutting // International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics. – 2013. – V. 37 (13). – P. 1913–1929.
9. Brook B. Principles of diamond tool technology for sawing rock // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2002. – V. 39 (1). – P. 41–58.
10. Инновационные подходы к конструированию высокоэффективного породоразрушающего инструмента / А.Я. Третьяк, В.В. Попов, А.Н. Гроссу, К.А. Борисов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2017. – № 8. – С. 225–230.
11. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии. 2-е изд. – М.: ИНФРА-М; Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2015. – 327 с.
12. Closed-form solution of stress state and stability analysis of wellbore in anisotropic permeable rocks / D.-P. Do, N.-H. Tran, H.-L. Dang, D. Hoxha // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2019. – V. 113. – P. 11–23.
13. Bobet A. Lined circular tunnels in elastic transversely anisotropic rock at depth // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2011. – V. 44 (2). – P. 149–167.
14. Taroni F., Amadei B. Effect of elastic anisotropy on tunnel wall displacements behind a tunnel face // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2002. – V. 35 (3). – P. 141–160.
15. Алиев М.М., Исмагилова З.Ф., Ульшина К.Ф. Определение прочностных характеристик анизотропных пород при сдвиге по результатам трехосного сжатия // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 9. – С. 25–28. URL: <https://rucont.ru/efd/472642> (дата обращения 28.02.2020).
16. Кривошеев В.В. Искривление скважин в анизотропных породах. – Томск: НТЛ, 1999. – 240 с.
17. Евсеев В.Д., Мавлютов М.Р. Пути повышения эффективности разрушения горных пород // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. – Томск, 2000. – Т. 1. – С. 463–468.
18. Механико-математическое и экспериментальное моделирование устойчивости скважин в анизотропных геосредах / Д.М. Климов, В.И. Карев, Ю.Ф. Коваленко, К.Б. Устинов // Известия Российской академии наук. Механика твердого тела. – 2013. – № 4. – С. 4–12.
19. Fracture pressure model for inclined wells in layered formations with anisotropic rock strengths / T. Ma, Q.B. Zhang, P. Chen, C. Yang, J. Zhao // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 149. – P. 393–408.
20. Houali A., Tiab D. Analysis of interference testing of horizontal wells in an anisotropic medium // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, APOGCE SPE 88537. – Perth, Australia, 2004. – P. 725–734.
21. Лесин В.С., Рычков Е.И. Исследование трения в анизотропных горных породах // Проблемы геологии и освоения недр: Сборник конференции. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – С. 346–347.
22. Зиненко В.П. Направленное бурение. – М.: Недра, 1990. – 152 с.
23. Seismic anisotropy in mid to lower orogenic crust: Insights from laboratory measurements of V_p and V_s in drill core from central Scandinavian Caledonides / Q.C. Wenning, B.S.G. Almqvist, P. Hedin, A. Zappone // Tectonophysics 692. – 2016. – V. 12/5 – P. 14–28.

Поступила 04.09.2020 г.

Информация об авторах

Нескоромных В.В., доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой технологии и техники разведки Института горного дела, геологии и геотехнологий Сибирского федерального университета.

Пушмин П.С., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового дела Иркутского национального исследовательского технического университета.

Попова М.С., кандидат технических наук, старший преподаватель кафедры технологии и техники разведки Института горного дела, геологии и геотехнологий Сибирского федерального университета.

UDC 622.24.051.64

INFLUENCE OF SURFACES ON BORING OF WELLS WHILE DRILLING IN ANISOTROPIC ROCKS**Vyacheslav V. Neskoromnykh¹,**
sovair@bk.ru**Pavel S. Pushmin²,**
dog-eat-dog-79@mail.ru**Marina S. Popova¹,**
alleniram83@mail.ru¹ Siberian Federal University,
95, Krasnoyarskiy rabochiy avenue, Krasnoyarsk, 660095, Russia.² Irkutsk National Research Technical University,
83, Lermontov avenue, Irkutsk, 664074, Russia.

Relevance. Deviation from the design trajectory of wells leads to failure to fulfill the drilling task. The main geological conditions affecting the curvature of the well include stratification, shale, fluidity, fracturing, porosity, intermittency of rock layers of different hardness, crushing zones, faults, voids, and solid inclusions. A significant part of the rocks drilled are anisotropic. The rock anisotropy index for drillability characterizes the degree of influence of the sum of factors on the natural curvature of wells. These factors primarily include the type of tool and the parameters of the drilling mode. The struggle with natural curvature often causes technical difficulties and is associated with a large investment of time. In this regard, it is relevant to study the features of drilling under conditions of rock anisotropy and to consider the possibilities of influencing the curvature of wells with increased fluidity.

The aim of the research is to determine the possible effect on the natural curvature of wells when drilling in anisotropic rocks.

Object: anisotropic rock destruction mechanism.

Methods: experiment, analytical studies, analysis.

Results. The decrease in anisotropy during drilling is actively influenced by flushing fluid with a surfactant on the rock prefracture zone. Such an effect tends to eliminate the unevenness of the face damage when the tool cutters move towards and after the fluidity planes, which is explained by a more intensive decrease in the strength characteristics of anisotropic rock precisely in the direction along the fluidity planes. The use of a flushing agent with the addition of a surfactant makes it possible to reduce the ratio of the rate of milling the rock in the wall of the well and the deepening of the bottom in combination with a high mechanical drilling speed under certain conditions. This circumstance is associated with the possibility of active penetration into the cracks of the prefracture zone of the washing agent with a surfactant.

Key words:

Anisotropy, curvature of wells, surfactants, milling ability, drilling tool, fluidity, fracture mechanism, prefracture zone.

REFERENCES

1. Krivosheev V.V., Larin A.A., Neishteger I.A. Nekotorye zakonomernosti iskrivleniya skvazhin pri razlichnykh uglakh vstrechi ploskosti slantsevatosti. Sovershenstvovanie tekhniki i tekhnologii bureniia skvazhin na tverdye poleznye iskopaemye [Some patterns of well curvature at various angles of confrontation of the shale plane. Improving the technique and technology of drilling wells for solid minerals]. *Mezhvuzovskiy nauchnyy tematicheskii Sbornik* [Interuniversity Scientific Technical and Mathematical Collection]. Yekaterinburg, Ural State Mining and Geological Academy Publ., 1999. Vol. 22, pp. 174–183.
2. Larin A.A. *Issledovanie protsessa vzaimodeystviya almaznogo porodorazrushayushchego instrumenta s anizotropnoy gornoy porodoy s tselyu vyyavleniya zakonomernostey estestvennogo iskrivleniya skvazhin*. Diss. Kand. nauk [Investigation of interaction of diamond rock cutting tools with anisotropic rock in order to identify patterns of natural curvature of wells. Cand. Diss.]. Tomsk, 2000. 192 p.
3. Neskoromnykh V.V. *Iskrivlenie skvazhin v anizotropnykh gornykh porodakh* [Well curvature in anisotropic rocks]. Krasnoyarsk, SFU Publ., 2017. 199 p.
4. Neskoromnykh V.V., Petenev P.G., Neverov A.L., Pushmin P.S., Romanov G.R. Development and experimental studies of the features of the diamond core for drilling in solid anisotropic rocks. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 326, no. 4, pp. 30–40. In Rus.
5. Pushmin P.S. *Obosnovanie modeli almaznoy koronki na osnove issledovaniya mekhaniki razrusheniya tverdykh anizotropnykh porod*. Diss. Kand. nauk [Justification of the model of a diamond crown based on a study of the mechanics of fracture of solid anisotropic rocks. Cand. Diss.]. Irkutsk, 2006. 131 p.
6. Krivosheev V.V. Zakonomernosti iskrivleniya i upravlenie traektoriy trass skvazhin v anizotropnykh porodakh [Patterns of curvature and control of the trajectory of well paths in anisotropic rocks]. *VIEMS Review*, 1991, vol. 9, 44 p.
7. Ding L., Wang Z., Liu B., Lv J. Borehole stability analysis: a new model considering the effects of anisotropic permeability in bedding formation based on poroelastic theory. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2019, vol. 69, pp. 1–18. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102932> (accessed 3 March 2020).
8. Huang H., Lecampion B., Detournay E. Discrete element modeling of tool-rock interaction I: Rock cutting. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, 2013, vol. 37 (13), pp. 1913–1929.
9. Brook B. Principles of diamond tool technology for sawing rock. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2002, vol. 39 (1), pp. 41–58.
10. Tretyak A.Ya., Popov V.V., Grossu A.N., Borisov K.A. Innovative approaches to the design of highly efficient rock cutting tools. *Mining Information and Analytical Bulletin*, 2017, no. 8, pp. 225–230. In Rus.
11. Neskoromniy V.V. *Napravlennoe bureniya i osnovy kernometrii* [Directional Drilling and Core Measurement]. Moscow, INFRA-M Publ.; Krasnoyarsk, SFU Publ., 2015. 327 p.
12. Do D.-P., Tran N.-H., Dang H.-L., Hoxha D. Closed-form solution of stress state and stability analysis of wellbore in anisotropic permeable rocks. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2019, vol. 113, pp. 11–23.

13. Bobet A. Lined circular tunnels in elastic transversely anisotropic rock at depth. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2011, vol. 44, no. 2, pp. 149–167.
14. Tonon F., Amadei B. Effect of elastic anisotropy on tunnel wall displacements behind a tunnel face. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2002, vol. 35, no. 3, pp. 141–160.
15. Aliev M.M., Ismagilova Z.F., Ulshina K.F. Determination of the strength characteristics of anisotropic rocks during shear according to the results of triaxial compression. *Oilfield Engineering*, 2016, no. 9, pp. 25–28. In Rus. Available at: <https://rucont.ru/efd/472642> (accessed 28 February 2020).
16. Krivosheev V.V. *Iskrivlenie skvazhin v anizotropnykh porodakh* [Well curvature in anisotropic rocks]. Tomsk, NTL Publ., 1999. 240 p.
17. Evseev V.D., Mavlyutov M.R. Puti povysheniya effektivnosti razrusheniya gornykh porod [Ways to increase the efficiency of rock destruction]. *Materialy regionalnoy konferentsii geologov Sibiri, Dalnego Vostoka i Severo-Vostoka Rossii* [Materials of the regional conference of geologists of Siberia, the Far East and North-East of Russia]. Tomsk, 2000, Vol. I, pp. 463–468.
18. Klimov D.M., Karev V.I., Kovalenko Yu.F., Ustinov K.B. Mechano-mathematical and experimental modeling of well stability in anisotropic geomeidia. *Proceedings of the Russian Academy of Sciences. Mechanics of solid*, 2013, no. 4, pp. 4–12. In Rus.
19. Ma T., Zhang Q.B., Chen P., Yang C., Zhao J. Fracture pressure model for inclined wells in layered formations with anisotropic rock strengths. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 149, pp. 393–408.
20. Houali A., Tiab D. Analysis of interference testing of horizontal wells in an anisotropic medium. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, APOGCE SPE 88537*. Perth, Australia, 2004. pp. 725–734.
21. Lesin V.S., Rychkov E.I. *Issledovanie treniya v anizotropnykh gornykh porodakh* [The study of friction in anisotropic rocks]. *Sbornik konferentsii. Problemy geologii i osvoeniya nedr* [Conference Collection. Problems of Geology and Subsurface Development]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University, 2014. pp. 346–347.
22. Zinenko V.P. *Napravlennoe burenie* [Directional drilling]. Moscow, Nedra Publ., 1990. 152 p.
23. Wenning Q.C., Almqvist B.S.G., Hedin P., Zappone A. Seismic anisotropy in mid to lower orogenic crust: Insights from laboratory measurements of V_p and V_s in drill core from central Scandinavian Caledonides. *Tectonophysics* 692, 2016, vol. 12/5 pp. 14–28.

Received: 4 September 2020.

Information about the authors

Vyacheslav V. Neskoromnykh, Dr. Sc., professor, head of the department of technology and equipment of investigation, Siberian Federal University.

Pavel S. Pushmin, Cand. Sc., associate professor, Irkutsk National Research Technical University.

Marina S. Popova, Cand. Sc., senior teacher, Siberian Federal University.