



Совершенствование эжекционных систем промывки забоя

СЕРИКОВ Дмитрий Юрьевич –
д.т.н., доцент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина
тел. +7 (985) 771-99-95
e-mail: serrico@rambler.ru

Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин в последнее время качественно совершенствуется и работы в этой области, проведенные российскими и зарубежными исследователями и конструкторами, позволили значительно повысить работоспособность используемого при бурении породоразрушающего инструмента. Однако, несмотря на это, проблемы совершенствования породоразрушающего инструмента имеют все большую актуальность при бурении глубоких и сверхглубоких скважин. Особенно это касается проводки многозабойных наклонно и горизонтально направленных скважин. Оптимизация конструктивных и технологических параметров породоразрушающего инструмента может значительно повысить его работоспособность, а одним из компонентов повышения показателей их работы является оптимизация гидродинамических процессов систем промывки долотной забойной и наддолотной зон. Реализация этого вопроса предполагает более глубокие исследования гидродинамических процессов в этих зонах, что подразумевает учет влияния на эти процессы как можно большего количества параметров, присущих различным режимам бурения и компоновкам бурового навеса. С учетом этих особенностей была разработана новая конструкция наддолотного калибратора-эжектора, позволяющая не только повысить эффективность очистки инструмента и всей призабойной зоны, но и способствующая интенсификации разрушения породы.

Ключевые слова: буровое долото, наддолотный калибратор-эжектор, эжекционная насадка, промывочная жидкость.

Одной из основных задач современных техники и технологии бурения нефтяных и газовых скважин является увеличение скорости бурения и проходки на инструмент. Многочисленными исследователями как в лабораторных, так и промысловых условиях установлено, что одним из перспективных путей повышения эффективности работы буровых долот является улучшение очистки их вооружения и всей призабойной зоны скважины от выбуренной породы [1,2].

Вместе с тем существует еще одна возможность повышения основных показателей бурения, это использование энергии разбуриваемой горной породы или пластового давления. Пластовое давление определяется как давление флюидов, содержащихся в пласте-коллекторе. Если пласт непроницаем, то он не является коллектором, но, как правило, в осадочных породах всегда имеются поры, заполненные каким-либо флюидом. В этом случае говорят о поровом давлении. Вскрытие массива при бурении нарушает сложившийся баланс напряжений и около ствола скважины формируется силовое поле с максимальной концентрацией напряжений.

Когда несущая способность пород оказывается недостаточной, то около скважины образуется некоторая предельная область или область минимальных напряжений. Породы в этой области претерпевают весь спектр деформаций от упругих до упругопластических и пластических с последующим разрушением. В результате образования трещин породы увеличиваются в объеме и перемещаются в ствол скважины, т.е. или обрушаются, или выпучиваются. При этом напряжения в предельной области уменьшаются, происходит разрядка упругой энергии пласта.

Разрушение пород в пристволовой зоне зависит от интенсивности действующих напряжений, реологических свойств породы и скорости вскрытия массива. При определенных условиях разрядка упругой энергии может сопровождаться «стрелянием» («стреляющие» аргиллиты Норильского рудного поля), осыпями и обвалами пород. Аномально низкое поровое давление может свести механическую скорость проходки до очень низких значений, на площадях Полтавского УБР (Украина) есть пласты, где механическая скорость проходки не превышает 10–15 см сутки, это связывают с аномально низким поровым давлением. Вероятность этих явлений повышается с глубиной скважины, и поровых давлений [3,4].

Как известно, при наклонно-направленном бурении, особенно при многоствольном и кустовом бурении, когда скважины имеют сложный пространственный профиль, чаще всего над долотом для выравнивания ствола до номинального диаметра, снижения поперечных колебаний долота и вала забойного двигателя устанавливается калибратор-центратор – опорно-центрирующий элемент компоновки низа буровой колонны для стабилизации параметров кривизны ствола скважины [5,7]. Однако это способствует увеличению гидравлического сопротивления в наддолотной зоне, что увеличивает дифференциальное давление на забое. Для увеличения скорости потоков с выбуренным шламом можно либо увеличить скорость истечения промывочной жидкости из насадок или разогнать их с помощью эжекционного устройства в этой зоне [6,8]. Такое эжекционное устройство можно расположить в теле лопастного калибратора, модифицировав его конструкцию и перераспределив потоки промывочной жидкости.

Используя эффект «струйного насоса», можно интенсифицировать промывку в наддолотной зоне, в зоне работы калибратора и во всей зоне затрубного пространства низа бурильной колонны. Кроме того, в зоне забоя за счет эжекции можно добиться уменьшения дифференциального давления, т.е. создать местную депрессию пласта, что может способствовать увеличению скорости проходки долота. Создание за счет использования различных эжекционных систем зон «разряжения» над забоем позволяет снизить дифференциальное давление над забоем и увеличить механическую скорость проходки путем разрядки пласта или пор и улучшения очистки забоя [9,10].

В связи с этим, с целью увеличения скорости бурения и проходки на инструмент, на основе использования вышеперечисленных факторов, были разработаны новые конструкции наддолотных прямолопастных калибраторов-эжекторов, оснащенных эжекционными системами очистки скважины (рис. 1 и рис. 5).

По первому варианту технический результат достигается тем, что в наддолотном калибраторе-эжекторе, включающем полый цилиндрический корпус с лопастями на наружной поверхности, армированными износостойкими вставками, верхняя часть корпуса выполнена с эжекционными камерами, каждая из которых образована дном продольных пазов и боковыми стенками на наружной поверхности корпуса и сообщенными с центральным каналом посредством радиальных и продольных каналов в корпусе, диаметры которых связаны соотношением $d_1 = (1,1 \div 1,5) d_2$ (рис. 3), при этом на конце каждого выходного канала установлена эжекционная насадка, расстояние от среза которой до поверхности забоя находится в пределах $L = (1,7 \div 2,5) D_D$ диаметра бурового долота, где: d_1 – диаметр входящего эжекционного канала; d_2 – диаметр выходящего эжекционного канала; L – расстояние от среза эжекционной насадки до поверхности забоя; D_D – диаметр долота.

В нижней части центрального промывочного канала установлена центральная напорная насадка, площадь поперечного сечения которой связана с суммой площадей внутренних поперечных сечений всех эжекционных насадок следующим соотношением: $S_N = (0,3 \div 0,37) \cdot (S_{N1} + S_{N2} + S_{N3})$, где: S_N – площадь внутреннего поперечного сечения напорной насадки, S_{N1}, S_{N2}, S_{N3} – площади внутренних поперечных сечений первой, второй и третьей эжекционных насадок соответственно (рис. 2, рис. 4).

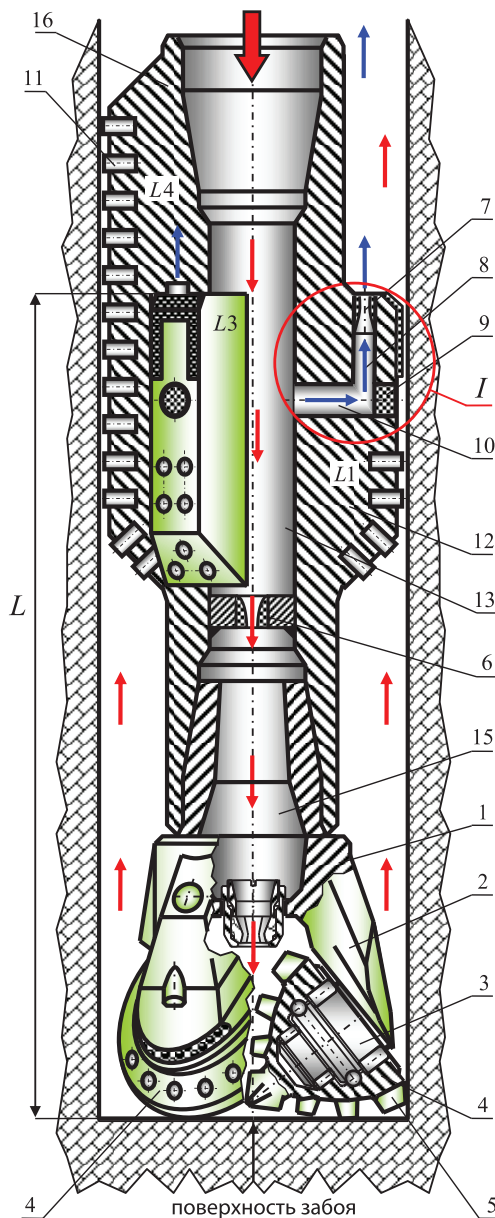


Рис. 1. Общий вид наддолотного калибратора-эжектора в продольном разрезе

Достижению указанного технического результата способствует также и то, что высота каждой эжекционной камеры, образованных между стенкой скважины, корпусом наддолотного калибратора-эжектора и его соседними длинными лопастями находится в пределах

$$L_K = (4,5 \div 6) \sqrt{\frac{(r_1 \alpha_1 + r_2 \alpha_2) \cdot (r_1 - r_2)}{90}}$$

где: r_1 – внешний радиус наддолотного калибратора-эжектора; r_2 – радиус корпуса наддолотного калибратора-эжектора; α_1 – угол между крайними внешними точками, расположенными на внешнем диаметре наддолотного калибратора-эжектора со стороны внутренних поверхностей двух смежных длинных лопастей; α_2 – угол между крайними внутренними точками, расположенными на внешнем диаметре корпуса наддолотного калибратора-эжектора со стороны внутренних поверхностей двух смежных длинных лопастей (рис. 4).



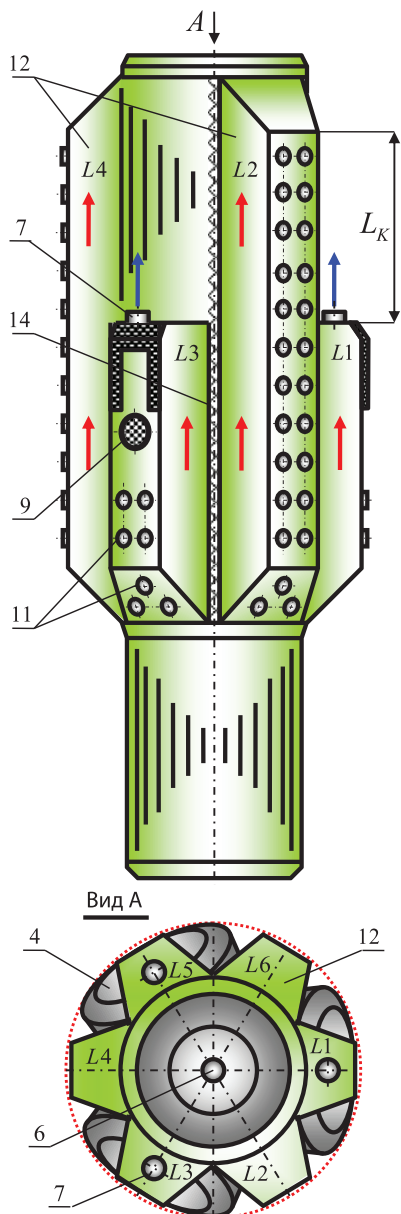


Рис. 2. Общий вид корпуса наддолотного калибратора-эжектора

Наддолотный калибратор-эжектор включает полый корпус 16 с выполненными в нем выходными 8 и входными 10 эжекционными каналами. Для создания герметизации канала 10 используется специальная заглушка 9. На наружной поверхности корпуса 16 выполнены чередующимися через одну длинные и укороченные лопасти 12, армированные породоразрушающими элементами 11. В укороченных лопастях 12 размещены эжекционные каналы 10 и 8. На выходе вертикальных эжекционных каналов 8 установлены эжекционные насадки 7. При этом диаметры отверстий цилиндрических каналов 10 и 8 должны удовлетворять соотношению $d_1 = (1,1 \div 1,5) d_2$. Данное соотношение внутренних диаметров входящего 10 и выходящего 8 каналов обеспечивает предварительное поджатие и ускорение струи промывочной жидкости перед входом в эжекционную насадку 7, обеспечивая, тем самым требуемую скорость потока, исходящего из эжекционной насадки 7 (рис. 2).

Эжекционные насадки 7 на укороченных лопастях установлены таким образом, чтобы срезы их выходных отверстий располагались на расстоянии $L = (1,7 \div 2,5) D_D$ диаметра бурового долота 1.

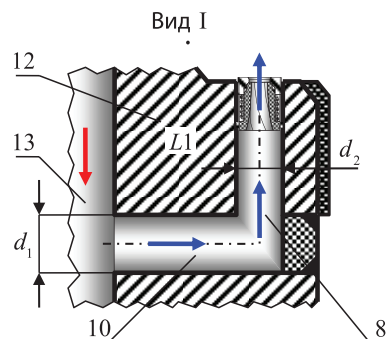


Рис. 3. Продольное сечение эжекционных каналов

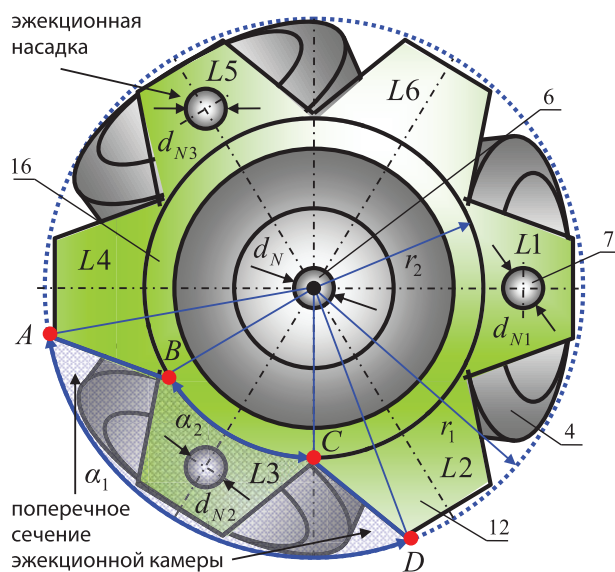


Рис. 4. Поперечное сечение эжекционной камеры

Данное соотношение позволяет обеспечить эффективный подхват струй промывочной жидкости обогащенных шламом, поднимающихся от поверхности забоя эжекционными насадками 7, значительно ускоряя их и эвакуируя со значительно большей скоростью в межтрубное пространство. При $L > 2,5 D_D$ происходит частичное падением скорости поднимающихся с забоя потоков промывочной жидкости, обогащенных выбуренной породой, а эжеционные потоки, истекающие из эжекционных насадок не подхватываются, а вновь разгоняют и ускоряют их. При этом не удается создать достаточного разрежения на поверхности забоя, позволяющего существенно улучшить производительность работы бурового инструмента. При $L < 1,7 D_D$ эжекционные насадки наддолотного калибратора-эжектора создают избыточное разрежение в зоне забоя, что негативно влияет на движение потоков промывочной жидкости проходящих через гидромониторные насадки долота и дезорганизует работу промывочной системы бурового инструмента в целом.

В нижней части внутреннего промывочного канала 13 установлена подпорная насадка 6 обеспечивая необходимое перераспределение гидравлических потоков промывочной жидкости идущих на промывку инструмента 1 и работу эжекторных насадок 7. Площадь поперечного внутреннего сечения подпорной насадки 6 должна быть связана с суммой площадей поперечных внутренних сечений всех эжекторных насадок 7 следующим соотношением $S_N = (0,3 \div 0,37) \cdot (S_{N1} + S_{N2} + S_{N3})$.

Данное соотношение позволяет обеспечить требуемое перераспределение давлений и соответственно потоков промывочной жидкости, идущих на промывку инструмента и призабойной зоны и работу эжекторной системы, обеспечивая их эффективное взаимодействие. Также это соотношение обеспечивает создание необходимого разрежения во всей призабойной зоне и зоне работы долота 1, позволяющего эффективно отсасывать разрушенную породу из зоны работы вооружения бурового инструмента сквозь межлопастные пространства 14. При $S_N > 0,37 \cdot (S_{N1} + S_{N2} + S_{N3})$ большее количество промывочной жидкости будет использоваться для работы эжекторной системы, увеличивая скорости ее истечения через эжекторные насадки, при этом подача промывочной жидкости идущей на промывку долота сократится как и качество его очистки. Так же снизится скорость и объемы промывочной жидкости, обогащенной шламом, поднимающейся с забоя. При $S_N < 0,3 \cdot (S_{N1} + S_{N2} + S_{N3})$, большее количество промывочной жидкости будет использоваться для промывки долота и поверхности забоя, при этом подача промывочной жидкости идущей на работу эжекторной системы сократится, что неминуемо скажется на скорости истечения промывочной жидкости сквозь эжекторные насадки и как следствие снижению эжекторного эффекта в целом.

Длина укороченных лопастей 12 (нечетные L_1, L_3, L_5) выполнена таким образом, чтобы высота каждой эжекторной камеры (с поперечным сечением ABCD, рис. 4), образованных между стенкой скважины, корпусом наддолотного калибратора-эжектора 16 и его соседними длинными лопастями 12 (четные L_2, L_4, L_6) находится в пределах

$$L_K = (4,5 \div 6) \sqrt{\frac{(r_1 \alpha_1 + r_2 \alpha_2) \cdot (r_1 - r_2)}{90}}$$

где: r_1 – внешний радиус наддолотного калибратора-эжектора; r_2 – радиус корпуса наддолотного калибратора-эжектора; α_1 – угол между крайними внешними точками, расположенными на внешнем диаметре наддолотного калибратора-эжектора со стороны внутренних поверхностей двух смежных длинных лопастей; α_2 – угол между крайними внутренними точками, расположенными на внешнем диаметре корпуса наддолотного калибратора-эжектора со стороны внутренних поверхностей двух смежных длинных лопастей (рис. 4). Данное соотношение позволяет наиболее эффективно разгонять и эжектировать восходящие с забоя потоки промывочной жидкости обогащенной шламом, направляя их в затрубное пространство со значительно большей скоростью, нежели при использовании обычного наддолотного калибратора.

Принцип работы наддолотного калибратора-эжектора, сводится следующему. При осуществлении вращения

колонны бурильных труб с закрепленным на них буровым долотом 1, его шарошки 4, вращаясь на цапфах 3 лап 2 перемещаются по забою и своим зубчатым вооружением 5 под действием крутящего момента и вертикальной нагрузки на инструмент, разбуривают породу забоя, одновременно осуществляя калибрование стенки скважины. В свою очередь промывочная жидкость, которая прокачивается через внутреннюю пространство колонны бурильных труб и инструмента 15, эвакуирует шлам из зоны работы долота.

Для интенсификации процесса очистки инструмента и всей призабойной зоны в целом непосредственно над долотом устанавливается наддолотный калибратор-эжектор. Промывочная жидкость, проходя сквозь внутренне пространство наддолотного калибратора-эжектора 13 достигает подпорной насадки 6, которая создает определенное гидравлическое сопротивление и соответственно давление во внутренней зоне наддолотного калибратора-эжектора заставляющего промывочную жидкость двигаться во входной 10 и далее выходной 8 эжекторные каналы. Далее промывочная жидкость через эжекторную насадку 7 попадает в эжекторную камеру, образованную стенками скважины, корпусом наддолотного калибратора-эжектора и его двух смежных длинных лопастей 12. В этой зоне протоки промывочной жидкости исходящие из эжекторных насадок 7 смешиваются с более медленными восходящими потоками промывочной жидкости, обогащенной разрушенной породой, поднимающейся с поверхности забоя скважины сквозь межлопастные пространства 14.

В результате этого взаимодействия потоков возникает общий эжектированный поток, обладающий значительно большей скоростью и подъемной силой нежели восходящий с забоя. Помимо этого, в призабойной зоне создается относительное разрежение, которое не только способствует улучшению очистки призабойной зоны, но и к вскрытию массива разбуриваемой породы, за счет уменьшения дифференциального давления на забой.

По второму варианту технический результат достигается тем, что в наддолотном калибраторе-эжекторе, включающем полый цилиндрический корпус с лопастями на наружной поверхности, армированными износостойкими вставками, согласно изобретению он снабжен подпорной насадкой, расположенной в нижней части внутреннего канала корпуса калибратора, а верхняя часть корпуса выполнена с эжекторными камерами длиной L_K (рис. 5), каждая из которых образована межлопастным пространством верхней части калибратора и стенкой скважины и состоит из двух участков: начального L_{KH} и конечного L_{KK} , длина которого связана с общей длиной эжекторной камеры L_K соотношением $L_{KK} = (0,55 \div 0,85)L_K$, при этом должно обеспечиваться равенство при котором $(r_1 \beta_1 + r_2 \beta_2) = (0,22 \div 0,65) \cdot (r_1 \alpha_1 + r_2 \alpha_2)$, где: r_1 – внешний радиус калибратора; r_2 – радиус корпуса калибратора, α_1 – угол между крайними внешними точками, расположенными на наружном диаметре калибратора со стороны внутренних поверхностей двух смежных длинных лопастей начального участка эжекторной камеры; α_2 – угол между крайними внутренними точками, расположенными на внешнем диаметре корпуса калибратора со стороны внутренних поверхностей двух смежных длинных лопастей начального участка эжекторной камеры (рис. 6), β_1 – угол между крайними внешними точками, расположенными на





поперечное сечение конца
эжекционной камеры

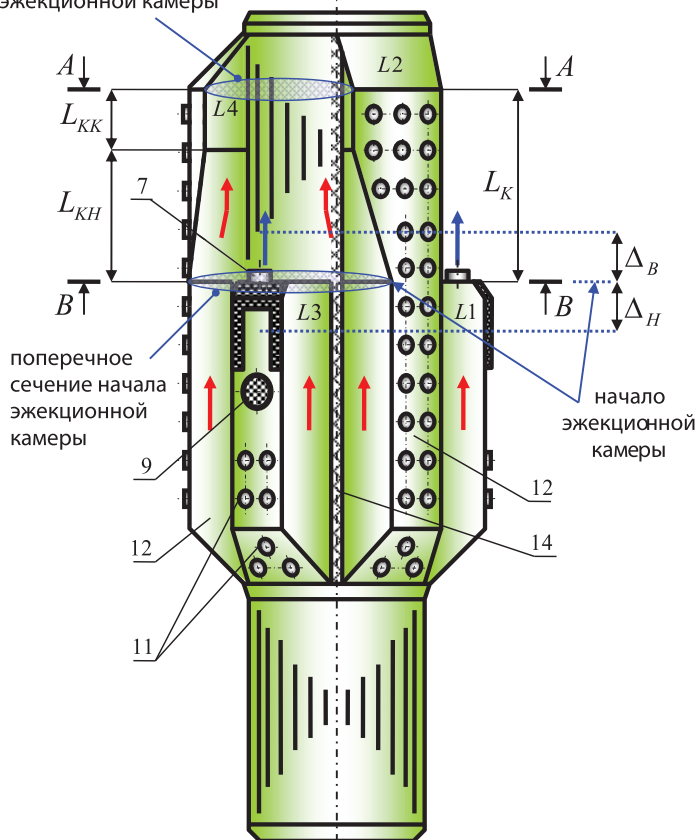


Рис. 5. Общий вид корпуса наддолотного калибратора-эжектора

наружном диаметре калибратора со стороны внутренних поверхностей двух смежных длинных лопастей конечного участка эжекционной камеры; β_2 – угол между крайними внутренними точками, расположенными на внешнем диаметре корпуса калибратора со стороны внутренних поверхностей двух смежных длинных лопастей конечного участка эжекционной камеры (рис. 7).

Достижению указанного технического результата способствует также и то, что эжекционные насадки размещены таким образом, что в случае размещения их внутри эжекционной камеры торцы их выходных отверстий расположены на расстоянии $\Delta_B = (0,0 \div 0,37)L_{KH}$ относительно начала эжекционной камеры и на расстоянии $\Delta_H = (0,0 \div 0,3)L_{KH}$ для случая расположения терцев эжекционных насадок за пределами эжекционной камеры.

Предложенный калибратор включает полый корпус 16 с выполненными в нем выходными 8 и входными 10 эжекционными каналами. Для создания герметизации канала 10 используется специальная заглушка 9. На наружной поверхности корпуса 16 выполнены чередующимися через одну длинные и укороченные лопасти 12, армированные породоразрушающими элементами 11. В укороченных лопастях 12 размещены эжекционные каналы 10 и 8. На выходе выходных эжекционных каналов 8 установлены эжекционные насадки 7. Верхняя часть корпуса выполнена с эжекционными камерами длиной L_K , каждая из которых образована межлопастным пространством верхней части калибратора (дном межлопастного пространства,

боковыми стенками калибрующих лопастей на наружной поверхности корпуса) и стенкой скважины и состоит из двух участков: начального L_{KH} и конечного L_{KK} , длина которого связана с общей длиной эжекционной камеры L_K соотношением $L_{KK} = (0,55 \div 0,85)L_K$. Данное соотношение длин этих участков обеспечивает предварительное поджатие и ускорение струи промывочной жидкости перед входом в затрубное пространство, обеспечивая, тем самым требуемую скорость восходящего потока промывочной жидкости.

Обязательным моментом является обеспечение условия при котором $(r_1\beta_1 + r_2\beta_2) = (0,22 \div 0,65) \cdot (r_1\alpha_1 + r_2\alpha_2)$, где: r_1 – внешний радиус калибратора; r_2 – радиус корпуса калибратора, α_1 – угол между крайними внешними точками, расположенными на наружном диаметре калибратора со стороны внутренних поверхностей двух смежных длинных лопастей начального участка эжекционной камеры; α_2 – угол между крайними внутренними точками, расположенными на внешнем диаметре корпуса калибратора со стороны внутренних поверхностей двух смежных длинных лопастей начального участка эжекционной камеры; β_1 – угол между крайними внешними точками, расположенными на наружном диаметре калибратора со стороны внутренних поверхностей двух смежных длинных лопастей конечного участка эжекционной камеры; β_2 – угол между крайними внутренними точками, расположенными на внешнем диаметре корпуса калибратора со стороны внутренних поверхностей двух смежных длинных лопастей конечного участка эжекционной камеры.

Экспериментально установлено, что при $(r_1\beta_1 + r_2\beta_2) > 0,65(r_1\alpha_1 + r_2\alpha_2)$ происходит частичное падением скорости поднимающихся с забоя потоков промывочной жидкости, обогащенных выбуренной породой, а эжекционные потоки, истекающие из эжекционных насадок не подхватывают, а вновь разгоняют и ускоряют их. При этом не удается создать достаточного разрежения на поверхности забоя, позволяющего существенно улучшить производительность работы бурового инструмента.

В тоже время при $(r_1\beta_1 + r_2\beta_2) < 0,22(r_1\alpha_1 + r_2\alpha_2)$ эжекционные насадки калибратора создают избыточное разрежение в зоне забоя, что негативно влияет на движение потоков промывочной жидкости проходящих через гидромониторные насадки долота и дезорганизует работу промывочной системы бурового инструмента в целом.

Достижению указанного технического результата способствует также и то, что эжекционные насадки расположены таким образом, что в случае размещения их внутри эжекционной камеры торцы их выходных отверстий расположены на расстоянии $\Delta_B = (0,0 \div 0,37)L_{KH}$ относительно начала эжекционной камеры и на расстоянии $\Delta_H = (0,0 \div 0,3)L_{KH}$ для случая расположения терцев эжекционных насадок за пределами эжекционной камеры. Данные соотношения позволяют наиболее эффективно разгонять и эжектировать восходящие с забоя потоки промывочной жидкости обогащенной шламом, направляя их в затрубное пространство со значительно большей скоростью, нежели при использовании обычного калибратора. Расположение эжекционных насадок относительно начала эжекционной камеры в основном зависит от крепости и вязкости разбуриваемых пород.

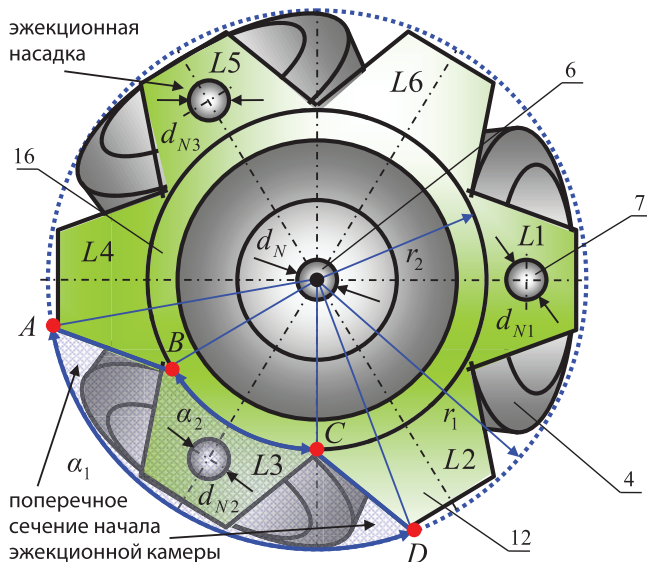


Рис. 6. Поперечное сечение начала эжекционной камеры

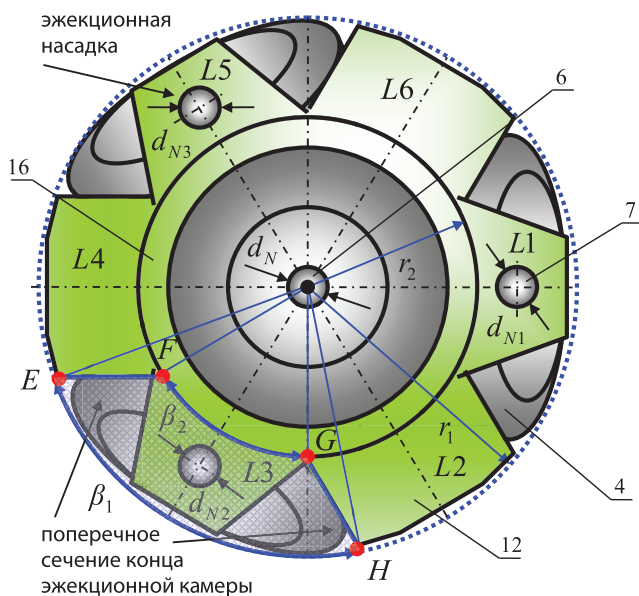


Рис. 7. Поперечное сечение конца эжекционной камеры

Принцип работы калибратора сводится следующему. При осуществлении вращения колонны бурильных труб с закрепленным на них буровым долотом 1, его шарошки 4, вращаясь на цапфах 3 лап 2 перемещаются по забою и своим зубчатым вооружением 5 под действием крутящего момента и вертикальной нагрузки на инструмент, разбуривают породу забоя, одновременно осуществляя калибровку стенки скважины. В свою очередь промывочная жидкость, которая прокачивается через внутреннюю пространство колонны бурильных труб и инструмента 15, эвакуирует шлам из зоны работы долота.

Для интенсификации процесса очистки инструмента и всей призабойной зоны в целом непосредственно над долотом устанавливается калибратор. Промывочная жидкость, проходя сквозь внутренне пространство калибратора 13 достигает подпорной насадки 6, которая создает определенное гидравлическое сопротивление и соответственно давление во внутренней зоне калибратора заставляющего промывочную жидкости двигаться во входной 10 и далее выходной 8 эжекционные каналы.

Далее промывочная жидкость через эжекционную насадку 7 попадает в эжекционную камеру, образованную стенками скважины, корпусом калибратора и его двух смежных длинных лопастей 12. В этой зоне потоки промывочной жидкости, исходящие из эжекционных насадок 7, смешиваются с более медленными восходящими потоками промывочной жидкости, обогащенной разрушенной породой, поднимающейся с поверхности забоя скважины сквозь межлопастные пространства 14. В результате этого взаимодействия потоков возникает общий эжектированный поток, обладающий значительно большей скоростью и подъемной силой нежели восходящий с забоя. Помимо этого, в призабойной зоне создается относительное разрежение, которое не только способствует улучшению очистки призабойной зоны, но и к вскрытию массива разбуриваемой породы за счет уменьшения дифференциального давления на забой.

Данные калибраторы-эжектора могут использоваться при бурении не только совместно с шарошечными долотами, но и любыми другими видами и типами бурового инструмента.

Таким образом, использование наддолотных калибраторов-эжекторов новых конструкций при бурении нефтяных и газовых скважин, позволит повысить механическую скорость и проходку на инструмент, при этом одновременно обеспечивая требуемую цилиндричность стволов, особенно в условиях наклонного и горизонтального бурения.

Литература:

1. Вышегородцева Г. И., Васильев А. А., Сериков Д. Ю., Пути повышения эффективности очистки забоя при бурении шарошечными долотами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – №6. – С. 12–17.
2. Новиков А. С., Сериков Д. Ю., Гафранов Р. Ф. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Нефть и газ, 2017. – 307 с.
3. Верисокин А. Е., Зиновьева Л. М., Граб А. Н., Сериков Д. Ю. Механизм деформационных процессов, возникающих при поведении гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – №10. – С. 50–53.
4. Богомолов Р. М., Сериков Д. Ю., Гринев А. М., Дедов Н. И. Бурение дополнительных боковых стволов долотами PDC // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – №2. – С. 17–20.
5. Сериков Д. Ю. Повышение эффективности шарошечности бурового инструмента с косозубым вооружением: дис. ...докт. техн. наук. 05.02.13 / Сериков Дмитрий Юрьевич – М., 2018. – 433 с.
6. Богомолов Р. М., Сериков Д. Ю. Виброгаситель-калибратор // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – №3. – С. 39–43.
7. Васильев А. А., Вышегородцева Г. И., Сериков Д. Ю., Исследование влияния схемы промывки шарошечного бурового долота на очистку забоя скважины // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – №5. – С. 25–28.
8. Васильев А. В., Сериков Д. Ю. Совершенствование схем промывки шарошечных буровых долот. – М.: Нефть и газ, 2015. – 160 с.
9. Сериков Д. Ю., Сморгалов Д. В. Совершенствование центрального промывочного узла трехшарошечного бурового долота // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2014. – №12. – С. 20–25.
10. Спиридонов С. В., Сериков Д. Ю. Математическое моделирование процесса износа вооружения бурильного инструмента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – №10. – С. 37.