ески Санкт-Петербургского горного института.
Т. 136. СПб, 1993

УДК 622.24+.49

В.В.АРТЕМЬЕВ, В.А.УШКАЛО
(Санкт-Петербургский горный ин-т)

О НЕКОТОРЫХ ПРОБЛЕМАХ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

За последние 10-15 лет в мировой практике бурения на нефть и газ возрос объем строительства наклонно направленных скважин, в том числе со значительными отходами забоя в горизонтальной плоскости. Все больше строятся скважины, у которых занитный угол отклонения части ствола близок или равен 90°. Такие скважины называют наклонно-горизонтальными (НГС) или горизонтальными (ГС). За рубежом свыше 60 фирм занимаются проблемами бурения наклонно-горизонтальных скважин и создания систем разработки нефтяных и газовых месторождений на их основе.

НГС характеризуются коэффициентом отклонения, радиусом искривления или интенсивностью набора угла и длиной горизонтального ствола. Под коэффициентом отклонения понимают отношение горизонтального смещения забоя к вертикальной глубине забоя скважины, обычно коэффициент отклонения скважин превышает 0,3-0,5. Фирма Exxon на канадском месторождении Коулд-Лейк пробурила скважину с отходом горизонтального ствола в 1000 м на глубине 450 м, т.е. коэффициент отклонения превысил два.

По интенсивности набора угла на участке перехода от вертикального ствола к горизонтальному скважины принято подразделять на три группы с интенсивностью 0,3-2°/10 м; 2,3-17°/10 м и 30-90°/10 м. Фирмой Eastman Christensen было пробурено 550 НГС, из них с максимальной интенсивностью искривления 450 скважин. Длины горизонтальных участков стволов скважин колеблются в значительных пределах от 120-150 до 650-700 м и у отдельных скважин достигают 1000 м (фирма ELF AQUITAINE, Франция, 1983 г.).

У нас к бурению наклонно-горизонтальных скважин на нефтяных месторождениях приступили в 1982 г. К настоящему времени пробурены более 100 НГС в Куйбышевской области, Татарии, Башкирии. Наиболее значительный опыт бурения НГС приобретен в ПО „Башнефть".

В 1988 г. при участии ВНИИБТ, Уфимского авиационного ин-та, „БашНИПИнефть" и С-ПГИ Уфимским управлением буровых работ ПО „Башнефть" в Башкирии было выполнено строительство НГС № 1РС с рекордными показателями: коэффициентом отклонения 1,7 и протяженностью горизонтального ствола 740 м. Бурение производилось винтовым забойным двигателем с использованием серийных и опытных телеметрических систем и кабельного канала связи. Диаметр горизонтальной части скважин 215,9 мм, а применяемых легкосплавных бурильных труб 129 мм. В процессе проводки этой скважины получены

не только ценные материалы по технике и технологии строительства НГС, но и выявлены проблемы, которые требуют дальнейших исследований. Среди них - проблема выбора рационального профиля и радиуса искривления на участках набора зенитного угла, проблема оптимальной технологии выхода ствола НГС на горизонталь на заданных глубинах и по проектному азимуту, проблема очистки ствола скважины от выбуренной породы и др. В настоящее время в С-ПГИ ведутся работы по разработке этих проблем, в том числе и по вопросам очистки ствола скважины от разрушенной породы.

Процесс выноса шлама из вертикального и части резко искривленного участков НГС существенно не отличается от такого же процесса при бурении обычных вертикальных и наклонных скважин. Стандартный расчет минимально необходимого расхода промывочной жидкости для вертикального и наклонного стволов производится из условия, что скорость восходящего потока должна превышать скорость осаждения шлама (скорость витания частицы в потоке). Методика таких расчетов давно разработана и широко применяется на практике. Для горизонтальных и пологонаклонных участков скважин такая методика расчета промывки не приемлема, так как здесь нет восходящего потока жидкости, препятствующего оседанию шлама. По данным Ю.В.Кодзаева[x] расход промывочной жидкости при бурении горизонтальных скважин можно снизить до 50 % от рекомендуемых расходов при бурении вертикальных скважин с одинаковыми параметрами. Однако эта рекомендация относится к вращательному бурению, когда вся колонна бурильных труб вращается, турбулизуется поток и ликвидирует застойные зоны с осадком шлама.

При бурении НГС забойными двигателями бурильная колонна лежит неподвижно на нижней стенке скважины. Из-за наличия вязкого подслоя (тонкого слоя потока, характеризующегося быстрым уменьшением скорости течения) у стенки скважины и бурильной колонны вынос шлама из этой зоны соприкосновения подслоев стенки скважины и бурильной колонны затруднен даже при высоких скоростях потока промывочной жидкости. Образуются застойные зоны.

В „БашНИПИнефть"[xx] была разработана методика определения критического расхода промывочной жидкости для очистки горизонтальных скважин при бурении их забойными двигателями и построена номограмма для определения критического расхода жидкости. Определенный по этой методике минимально необходимый расход промывочной жидкости для очистки горизонтального ствола номинальным диаметром 216 мм скважины ПЗС равен 35 л/с, что в три с лишним раза выше, чем расход, необходимый для выноса шлама из вертикального участка скважины (II л/с).

В процессе бурения горизонтального ствола скважины № ПЗС при расходах промывочной жидкости 30-35 л/с вынос шлама часто прекращался. Приходилось останавливать бурение и промывать скважину двумя насосами с общим

---

[x] Ю.В.Кодзаев. Бурение разведочных горизонтальных скважин. М.: Недра, 1983.

[xx] И.М.Хамитов. Очистка ствола горизонтальной скважины // Пятая всесоюзная научно-техническая конференция „Разрушение горных пород при бурении скважин": Тезисы докладов / Уфимский нефтяной ин-т. Уфа, 1990.

расходом промывочной жидкости до 50 л/с с вращением и бассбашированием бурильного инструмента в течение 1-2 ч и более, особенно перед подъемом колонны, так как расчетное время полного выноса шлама с забоя 1265 м на поверхность при расходе промывочной жидкости 45 л/с составляет около двух часов.

Согласно номограмме, при прочих равных условиях минимальный расход промывочной жидкости довольно резко зависит от номинального диаметра скважины. Так, при номинальном диаметре скважины 250 мм минимальный расход промывочной жидкости должен быть уже около 75 л/с вместо 35 л/с при диаметре 216 мм. По данным кавернометрии средний диаметр скважины № 130 в интервале 950-1200 м составил 222 мм. Это объясняет, почему при расходах промывочной жидкости 30-35 л/с прекращается вынос шлама.

Применявшиеся для очистки ствола вращение и бассбаширование бурильного инструмента требует повышенных расходов промывочной жидкости и больших затрат времени, особенно при бурении скважин большой протяженности.

При бурении горизонтальных скважин на шахте „Сомпа" ПО „Эстонсланец" для улучшения качества промывки скважин испытывали различные механические приспособления. Наиболее обнадеживающие результаты получены при применении турбулизаторов потока в кольцевом пространстве. Турбулизаторы выполнены в виде съемных цилиндрических втулок с многозаходными спиралевидными накладками. Турбулизаторы устанавливались на расстоянии 12-25 м на буровой колонне и имели диаметр, приближенный к диаметру горизонтального ствола скважины. Помимо исчезновения клиновых застойных зон, образуемых нижней стенкой скважины и бурильной колонной, турбулизаторы способствовали более равномерной передаче осевой нагрузки на долото, что важно для направленного бурения. В настоящее время на стенде отрабатываются конструктивные параметры турбулизаторов и оптимальные места их установки.