

Сахапов Р.Р.

УГНТУ

Горно- нефтяной факультет

(Россия, г.Уфа)

АНАЛИЗ ПРИЧИН ПОГЛОЩЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА

Аннотация. Поглощение бурового раствора – это серьезная проблема, возникающая в процессе бурения скважин, которая приводит к нарушениям в процессе добычи вплоть до полной остановки работ, повышению экономических затрат, а также изменению процесса бурения, что также серьезно влияет на экономическую и временную составляющую. В данной работе рассмотрены причины поглощения бурового раствора, а также способы определения размеров подобных зон.

Ключевые слова: раствор, бурение, скважина, поглощение, давление.

Sakhapov R.R.

Ufa State Petroleum Technological University

(Russia, Ufa)

ANALYSIS OF REASONS FOR ABSORPTION OF DRILLING MILL

Drilling fluid absorption is a serious problem that arises in the process of drilling wells, which leads to disruptions in the production process up to a complete stop of work, an increase in economic costs, as well as a change in the drilling process, which also seriously affects the economic and temporal component. In this paper, we consider the reasons for the absorption of drilling fluid, as well as methods for determining the size of such zones.

Key words: solution, drilling, well, absorption, pressure.

Поглощения бурового раствора являются основным видом осложнений при бурении нефтяных и газовых скважин. Поглощение бурового раствора препятствует выносу из скважины разбуренной горной породы, способствует возникновению обвалов стенок скважины и прихватов бурильного инструмента, что может привести к авариям и необходимости ликвидации скважины. Поэтому необходимо своевременное проведение мероприятий по предупреждению поглощений на основе их прогнозирования по промысловым данным с ранее пробуренных скважин. Методы прогнозирования поглощений буровых растворов, предлагаемые в данной статье, полностью применимы к остальным видам осложнений при строительстве скважин. Существуют различные причины возникновения поглощений, которые относятся к двум группам [1]:

– геологические факторы (тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, пористость и проницаемость, недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву, величина пластового давления, характеристика пластовой жидкости и т.п.);

– технологические факторы (объем и технологические параметры подаваемого в скважину бурового раствора, способ и режим бурения, скорость проведения спуско-подъемных операций и т.п.).

Геологические факторы характеризуют априорное состояние горных пород, технологические – т.н. «шумы», изменения, вносимые вмешательством человека. Учет геологических факторов является первостепенным и необходимым условием эффективного и оперативного прогнозирования поглощений при бурении новых скважин. Геологические факторы во многом определяются пространственным расположением скважины; при определенных допущениях формирование горных пород на отдельных месторождениях можно считать протекающим в идентичных условиях. Для составления прогноза на основе вероятностных моделей или регрессионных уравнений необходимо знать градиенты давлений в

скважине, характеристики бурового раствора и спуско-подъемных операций и множество других параметров, однако не всегда есть возможность оперативно получить эти данные. Поэтому актуальной является задача построения прогноза на основе минимума информации по ранее пробуренным скважинам. С этой целью для прогнозирования поглощений предлагается использование искусственных нейронных сетей, которые обладают способностью предсказания ситуаций с неизвестным видом связей между входными и выходными параметрами [4].

Основные причины поглощения бурового раствора. Поглощение промывочной жидкости объясняется, во-первых, превышением давления столба жидкости в скважине над пластовым давлением (чем больше эта разность, тем интенсивнее поглощение) и, во-вторых, характером объекта поглощения [2].

Факторы, влияющие на возникновение поглощений бурового раствора, можно разделить на две группы [3].

1. Геологические факторы — тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву, пластовое давление и характеристика пластовой жидкости, а также наличие других сопутствующих осложнений (обвалы, нефтегазоводопроявления, перетоки пластовых вод и др.).

2. Технологические факторы — количество и качество подаваемого в скважину бурового раствора, способ бурения, скорость проведения спуско-подъемных операций и др. К этой группе относятся такие факторы, как техническая оснащенность и организация процесса бурения.

Различают три категории интенсивности поглощений: малой интенсивности (до 10-15 м³/ч), средней интенсивности (до 40-60 м³/ч) и высокоинтенсивные (более 60 м³/ч).

Существует ряд способов, позволяющих определить момент возникновения поглощения, местоположение зоны, которая может

соответствовать ранее пробуренным интервалам скважины, например, при возобновлении поглощений в ранее затампонированных зонах, при нарушении целостности скважин.

Известны способы определения местоположения зон поглощения при помощи пакеров. Исследования указанными методами проводятся силами буровой бригады с использованием бурового оборудования и специальных приспособлений. Применение указанных способов позволяет сократить время между возникновением поглощений и определением местоположения за счет исключения времени организации работ геофизической службы.

Однако часть способов снижают технико-экономические показатели бурения из-за простоев, вызванных выполнением операций по реализации способов. К этим операциям следует отнести подъем колонны бурильных труб, установку на них бурильной колонны специального приспособления пакера, а также выполнение исследований при дискретном спуске бурового снаряда, и на подъем снаряда по окончании исследований [5].

В большей степени указанный недостаток проявляется при бурении снарядами со съёмными кернаприемниками, когда подъем снаряда производится редко и необходимость подъема определяется только стойкостью породоразрушающего инструмента.

Согласно наиболее перспективному способу определения зоны поглощения в процессе бурения, включающему измерение расхода промывочного раствора на выходе скважины в процессе прямой промывки и соответствующей расходу интенсивности поглощения, дополнительно осуществляют обратную промывку скважины, в процессе которой изменяют расход нагнетаемого в скважину раствора до достижения интенсивности поглощения в процессе прямой промывки, измеряют соответствующий этому значению интенсивности расход раствора на выходе скважины и определяют расстояние от устья скважины до зоны поглощения .

Результаты исследования потерь давления на производственных скважинах отмечена их зависимость от расхода, близкая к линейной, зависимость от глубины также линейная.

Соотношение расхода на выходе из скважины с измеренным дополнительной операцией расходом жидкости на выходе из скважины при обратной промывке характеризует соотношение гидросопротивлений и протяженностей участков циркуляционной системы, разделенных зоной поглощения, поэтому предлагаемый способ может быть использован для уточнения местоположения зоны поглощения [2].

Очевидно, что необходимо знать о возможных осложнениях, которые могут возникнуть при добыче нефти в случае поглощения бурового раствора, потому понимание причин – это задача высокой степени актуальности.

Использованные источники:

1. Байтимиров, Э. М. Эффективные решения по ликвидации поглощений бурового раствора. / Э. М. Байтимиров, А. О. Комаров, А. В. Бармин, А. А. Гладков, М. Ю. Чувьуров // Бурение и нефть. – 2012. № 3. С. 58–60.
2. Качурин, А.В. Комплексный подход для решения осложнений, возникающих при бурении скважин / А.В Качурин // Нефть и Газ Сибири. – 2016. – № 1. – С. 1–3.
3. Митчелл М. Безаварийное бурение: курс лекций к тренингу // Хьюстон: Дрилберт Инжиниринг Инк., 2001. –334 с.: ил.
4. Оловянный А.Г. Механика горных пород. Моделирование разрушений. – СПб.: ООО «Издательско-полиграфическая компания «Коста», 2012. –280 с
5. Подъячев А.А. Обоснование и разработка математической модели оценки устойчивости ствола наклонно направленных и горизонтальных скважин: дис. на соискание уч. степ. к.т.н. (25.00.15) / СПб, 2015. –101 с.