

В. В. Паникаровский, Е. В. Паникаровский
(ООО «ТюменНИИгипрогаз»)

Ключевые слова: поглощение, наполнитель, обработка, пласт
Key word: absorption, the filler, processing, plastic

В процессе бурения скважин при встрече зоны поглощений используются традиционные методы борьбы с поглощениями: постановка цементных мостов, применение наполнителей – опилок, стружки, резиновой крошки, закачка вязкоупругих паст. Однако не всегда эти методы эффективны при ликвидации поглощений бурового раствора, что связано с трудностью установления интервала поглощения. Особые затруднения возникают при наличии в разрезе скважины вертикальной трещиноватости.

К способам борьбы с поглощениями бурового раствора относятся:

- бурение с замедленной и форсированной циркуляцией;
- заправка быстросхватывающей пасты при герметизированном устье;
- выдерживание цементной пасты в стволе скважины перед задавкой ее в пласт;
- учет температуры окружающей среды по мере приближения тампонажной смеси к пласту;
- расчет объема пасты в зависимости от объема трещины и др.

Шевченко И. К., Черкасов Н. П. предложили оценивать поглощающие по его интенсивности с учетом перепада давления ΔP , где происходили поглощения с интенсивностью Q . Коэффициент поглощения K в этом случае определяется по формуле

$$K = \frac{Q}{\Delta P}, \quad (1)$$

где K – коэффициент поглощения, $\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{МПа}$; Q – интенсивность поглощения, $\text{м}^3/\text{с}$; ΔP – перепад давления, МПа.

Исследованиями А.С. Кувыкина установлено, что при больших расходах наблюдаются отклонения от ламинарного течения жидкости в пористой среде. Это явление названо инерционным эффектом в системе «скважина-пласт». В результате уравнение течения жидкости в системе скважина-пласт имеет вид

$$\Delta P = a \cdot Q + b \cdot Q^2, \quad (2)$$

где ΔP – перепад давления, МПа; Q – расход жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$; a и b – коэффициенты, зависящие от свойств пласта и жидкости, геометрических размеров пласта и скважины.

Коэффициент « b » в зависимости от соотношений между местными сопротивлениями и инерционным эффектом может иметь значения положительные, отрицательные или нуль. Это соотношение зависит от типа пласта:

$b > 0$, пласт гранулярный, пористо-кавернозный или раздробленный на большое количество блоков системой многочисленных трещин;

$b < 0$, пласт представлен единичными вертикальными трещинами;

$b = 0$, пласт трещинно-кавернозный или трещинно-поровый.

Уравнение (2) позволяет оценить размеры поглощающих и водопроявляющих интервалов пластов в скважине.

Большое разнообразие горнотехнических условий при строительстве скважин требует разработки и применения различных методов для борьбы с поглощениями бурового раствора.

На месторождениях Оренбургской области одним из методов снижения проницаемости пород является гидроакустическая обработка стенок скважины в процессе ее бурения.

Метод основан на использовании двух пересекающихся под углом 90° высокоскоростных струй бурового раствора, вытекающих из насадки под углом 45° , которые генерируют акустическое поле в окружающей жидкости с частотой колебания до 17 кГц. Пересекающиеся под углом 90° высокоскоростные струи бурового раствора способствуют закупорке твердыми частицами пор и трещин пласта, создавая низкопроницаемый экран в стенке скважины.

При бурении скважины метод гидроакустической обработки применяется для предупреждения поглощений в процессе проводки скважин. На Чеканском месторождении при бурении скв. 231 в интервале 1449–1456 м произошла потеря циркуляции промывочной жидкости, которая была восстановлена после четырехкратной обработки интервала поглощения. Интервалы поглощения бурового раствора обычно связаны с зонами субвертикальной трещиноватости, которые представляют трещины, раскрытостью до 20 мм. Участками эти трещины могут быть закрыты растворимыми в воде солями. При вскрытии таких интервалов в скважине залеченные трещины могут раскрыться по всей высоте или частично. В данном случае стандартные методы ликвидации поглощений могут не дать положительных результатов. Наиболее уместным для ликвидации такого поглощения является тампонирующее его смесью с высокой концентрацией различных фракций наполнителя.

В условиях поглощения бурового раствора происходит снижение качества геофизической информации о нефтегазонасыщенности пласта, который может быть отнесен к водонасыщенному, после ликвидации поглощения. В процессе бурения скв. 653 Белейкинской площади в интервале 2910–3174 м предполагалось наличие зон поглощения, хотя при забое скважины 3174 м в буровом растворе обнаружили признаки нефти. После остановки бурения скважины по данным геофизических исследований установили нефтегазонасыщенные пласты.

Гидроакустическая обработка стенок скважины позволяет ликвидировать поглощения бурового раствора, прихваты бурового инструмента в результате обвалов горных пород и восстановить циркуляцию бурового раствора до 90%.

Процесс строительства скважин на месторождениях Западной Сибири также осложняется нефтегазопроявлениями и поглощениями бурового раствора вплоть до потери циркуляции. Данные осложнения приурочены к поровым, трещинно-поровым коллекторам ачимовских, юрских отложений и породам коры выветривания палеозойского фундамента. Поглощения бурового раствора интенсивностью от 8 до 20 м^3 отмечены при вскрытии ачимовских отложений Уренгойского месторождения. Более интенсивные поглощения бурового раствора до 130 м^3 зафиксированы при вскрытии тюменской свиты и коры выветривания на Тальниковом месторождении. По данным АКЦ, для интервалов, где происходит поглощение

бурового и цементного растворов, контакт цементного камня с эксплуатационной колонной и стенками скважины составил 33,0%, а полное отсутствие контакта составляет 41,0% от всей длины интервала [1].

При бурении скважин для борьбы с поглощениями в ачимовских отложениях используют тампонирующие жидкости с кольматантами на основе карбоната кальция и микана, комплексы специальных наполнителей для буровых растворов серии «К», представляющие порошкообразные смеси, которые являются природными полисахаридами и лигноцеллюлозными компонентами, а по фракционному составу изменяются от 1 до 10 мм.

На Тальниковом месторождении в зону поглощения закачивают буровой раствор и тампонажную пасту на глинистой основе с добавками кольматанта. В итоге проведенных работ прочность ствола скважины повышается и позволяет проводить работы по цементированию эксплуатационной колонны без потери циркуляции.

При бурении скважин на месторождениях Восточной Сибири поглощения связаны главным образом с вертикальной трещиноватостью пород. В некоторых скважинах вертикальные трещины достигают 100 м, которые при повышении репрессии раскрываются, а при снижении ее смыкаются. Кроме этого, зоны поглощения могут быть приурочены к зонам разрыва, выщелачивания пород и контакта кровли и подошвы интрузии с осадочными породами. Для ликвидации поглощений в этом случае используются методы тампонирования смесями с высокой концентрацией наполнителей и глубокая управляемая кольматация гидроимпульсной технологии.

Таким образом, при ликвидации поглощения необходимо использовать методы, которые позволяют ликвидировать поглощения бурового раствора, но при освоении скважины дают возможность получить из поглощающих интервалов промышленные притоки углеводородов.

Список литературы

1. Лунманов Р. Х., Попов В. А. Исследование изоляции поглощающих пластов при бурении и подготовке ствола к креплению. - М.: Бурение и нефть. № 2. 2006. - С.32.

Сведения об авторах

Паникаровский В. В., д. т. н., ведущий научный сотрудник лаборатории вскрытия продуктивных пластов и повышения продуктивности скважин ООО «ТюменНИИгипрогаз», тел.: (3452) 28-67-35

Паникаровский Е. В., к. т. н., научный сотрудник лаборатории по эксплуатации и ремонту скважин, ООО «ТюменНИИгипрогаз», тел.: (3452) 28-66-97

Panikarovskii V. V., Doctor of Technical Sciences, Leading scientific worker, Laboratory of producing formations drilling and wells productivity improvement, Limited Liability company «TyumenNIIgiprogas», phone: (3452) 28-67-35

Panikarovskii E. V., Candidate of Technical Sciences, scientific worker, Laboratory of wells repair and operation, Limited Liability company «TyumenNIIgiprogas», phone: (3452) 28-66-97