

ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН, СВЯЗАННЫЕ С БУРОВЫМИ РАСТВОРАМИ

ПАНОВ Н.А. (студент, гр. НР-31)

*Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого,
г. Гомель, Республика Беларусь*

Актуальность. В процессе бурения скважин зачастую происходят осложнения. Под осложнением в скважине следует понимать затруднение ее углубления, вызванное нарушением состояния буровой скважины. К осложнениям в процессе бурения глубоких скважин относятся: поглощения бурового и тампонажного растворов, газонефтеводопроявления через устье скважины (переливы, выбросы, фонтаны) и за пределами устья (грифоны), обвалообразования, желобообразования, образования уступов и резких искривлений ствола скважины, прихваты и заклинивания бурильной и обсадной колонны, растепление многолетнемерзлых пород. Вышеперечисленные осложнения возникают в процессе механического воздействия на скважину, но по мере влияния бурового раствора на стенки скважины могут возникать следующие осложнения: растворение и набухание [2].

Успех бурения скважин в значительной степени зависит от состава и свойств буровых растворов, которые должны обеспечивать безопасность и безаварийность ведения работ при высокой скорости и бурения и качественном вскрытии продуктивного пласта.

Цель работы – изучение осложнений, возникающих во время бурения скважины связанные с буровыми растворами.

Анализ полученных результатов. Наиболее распространенными осложнениями при бурении скважин являются: поглощения буровых промывочных и тампонажных растворов; разрушение стенок скважины; НГВП; прихваты бурового инструмента и обсадных труб. Такая классификация осложнений, не претендуя на законченность, позволяет дифференцировать технологические приемы борьбы с ними [1].

Помимо механического воздействия на породу, осложнения может вызывать и влияние бурового раствора. К таким осложнениям можно отнести: набухание и растворение [3].

Набухание происходит в результате действия бурового раствора и его фильтрата при прохождении глин, уплотненных глин и аргиллитов, при значительном содержании минералов типа монтмориллонита, которые и набухают, сужая ствол скважины. Это приводит к затяжкам, посадкам, недоходам до забоя и прихватом бурильного инструмента.

Устойчивость (по отношению к растворению) стенок скважины, сложенных однородными породами, независимо от скорости восходящего потока, может быть достигнута лишь при условии полного насыщения бурового раствора солью (соль, содержащаяся в растворе, должна быть такой же, как соль, из которой сложены стенки скважины). При небольшой

мощности неоднородных солей основной мерой предупреждения их растворения является максимальное форсирование режима бурения с последующим спуском колонны и ее цементирование. При большой мощности неоднородных солей наиболее надежное средство предотвращения их интенсивного растворения - бурение с применением безводных буровых растворов. Хорошие результаты дает использование солейстойких буровых растворов и растворов, приготовленных из палыгорскита.

Многokратная кавернометрия для оценки устойчивости горных пород широко применяется в практике бурения скважин на нефть и газ. Многokратная кавернометрия позволяет судить о состоянии ствола скважины в процессе бурения, определять эффективность применяемых методов для предотвращения осложнений, разрабатывать мероприятия по предотвращению осложнений, связанных с нарушением целостности стенок скважин [2].

Заключение. Наиболее частым осложнением во время бурения скважин является прихват.

На стенки скважин также могут оказывать влияние буровые растворы. В процессе взаимодействия их со стенками происходит растворение или набухание, что замедляет процесс бурения.

Для предупреждения этих осложнений необходимо правильно подобрать буровой раствор. При выборе бурового раствора учитывают следующие параметры: вязкость; плотность; фильтрация бурового раствора; статическое напряжение сдвига; наличие песка в составе (не более 1–2 %).

Помимо этого, буровой раствор должен отвечать следующим требованиям: экологическая чистота; экономическая эффективность; температура; устойчивость стенок скважины; плотность раствора.

Благодарность. Автор выражает благодарность научному руководителю, ст. преподавателю кафедры «Нефтегазоразработка и гидропневмоавтоматика» ГГТУ имени П.О. Сухого Аткиновской Т.В. за помощь при проведении исследования.

Литература

1. Гайдаров А. М., Конесев Г. В. Управление технологическими свойствами поликатионных буровых растворов // Вести газовой науки. – 2021. – №. 4 (49). – С. 158-167.
2. Дегтярёв Ф. В. Буровой раствор для бурения глинистых отложений надсолевого комплекса Припятского прогиба // Деловой журнал Neftegaz. RU. – 2020. – №. 9. – С. 150-152.
3. Аткиновская, Т. В. Изучение сорбционной способности модифицированного диоксида кремния по отношению к нефти / Т. В. Аткиновская, И. И. Злотников, В. Ю. Писарев // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого. – 2024. – № 3 (98). – С. 13–20. <https://doi.org/10.62595/1819-5245-2024-3-13-20>.