

Таким образом, ПО позволяет с высокой точностью моделировать работу скважин при различных условиях. В результате анализа были выявлены критерии настройки скважин, а также представлен минимальный необходимый набор параметров для качественной адаптации моделей. В ходе проведения оптимизационных расчетов по скважинам также доказан эффект в виде получения дополнительной добычи нефти, что позволяет тиражировать данную технологию на другие месторождения.

Литература

1. Liu C., Li Y., Xu M. An integrated detection and location model for leakages in liquid pipelines // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. – Т. 175. – С. 852 – 867.
2. Апасов Р.Т. и др. Интегрированное моделирование-инструмент повышения качества проектных решений для разработки нефтяных оторочек многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2018. – №. 12. – С. 46 – 49.
3. Велиев М.М., Иванов А.Н., Ахмадеев А.Г. и др. Проблемы расчетов промысловых систем сбора и транспорта добываемой продукции месторождений высоковязкой нефти // Нефтяное хозяйство. 2021. – № 10. – С. 108 – 111.
4. Филиппов Е. В. и др. Применение интегрированного моделирования в нефтегазовой отрасли // Недропользование. 2020. – Т. 20. – №. 4. – С. 386 – 400.
5. Яночкин С. В., Рычков А. Ф. Интегрированное моделирование. Опыт реализации пилотных проектов // Нефть. Газ. Новации. 2018. – №. 12. – С. 29 – 30.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРЕИМУЩЕСТВ БУРЕНИЯ НА ДЕПРЕССИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОЛЫХ МИКРОСФЕР

Кулаков М.В.

Научный руководитель доцент К.М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При бурении через пласты и пропластки с аномально низким давлением требуется особый подход к процессу. Снижение плотности применяемого бурового раствора во время прохождения данных интервалов позволяет избавиться от таких проблем, как:

- поглощения бурового раствора, вплоть до полной потери циркуляции;
- дифференциальный прихват буровой колонны [1,2];

- загрязнение или повреждение призабойной зоны продуктивного пласта, что впоследствии скажется на продуктивности скважины [1].

Появление этих проблем ведет к негативному результату – дополнительным затратам для ликвидации возможных инцидентов. Также, снижение плотности позволяет повысить скорость механической проходки и повышает эффективность и срок службы долота [1,3].

Для снижения плотности промывочной жидкости до 0,85 кг/м³ (6,9 ррг) достаточно применения растворов на углеводородной или синтетической основе [3-5]. Несмотря на то, что такой раствор обеспечивает температурную стабильность, повышенную подвижность колонны и устойчивость ствола скважины, при его применении требуется высокий контроль за соблюдением экологических требований. В этом плане, жидкости на водной основе применять экологически безопаснее.

Дальнейшее снижение плотности промывочной жидкости (менее 6,9 ррг) возможно только с применением воздушной фазы: воздуха или газа, пены, тумана или аэрированных растворов [3-5]. Однако, при этом возникает большое число проблем. Кроме того, что бурение с применением газовой фазы увеличивает стоимость бурения из-за необходимости применения дополнительного специального оборудования и персонала [1,3], наличие газа в скважине повышает интенсивность коррозии и вызывает дополнительные вибрации буровой колонны, увеличивает вероятность возникновения пожаров и взрывов, повышает крутящий момент [1-4]. Также проблемой таких растворов является их сжимаемость, т. е. изменение плотности с глубиной скважины. В результате возникает сложность в прогнозировании реологических параметров раствора в скважине [1,3].

Альтернативой рассмотренным выше растворам для бурения на депрессии является применение полых микросфер. Добавление полых сфер в буровой раствор позволяет снизить плотность жидкости, при этом избавляя от недостатков применения газа и пен в качестве промывочной жидкости, сохраняет однофазность и позволяет более точно прогнозировать параметры раствора. Добавление микросфер формирует в буровом растворе полости, аналогичные обычным газовым пузырькам, которые не сжимаются и не растворяются при увеличении давления. Применение полых микросфер возможно в системах буровых растворов как на водной основе, так и на углеводородной.

Практика применения микросфер для буровых растворов описана для трех видов материалов: натрийборсиликатные (НБС), полимерные и алюмосиликатные. Основные их свойства представлены в таблице ниже.

Наиболее широко распространены и хорошо исследованы НБС микросферы. Они выпускаются отечественными и зарубежными производителями. Основными достоинствами данного вида микросфер является высокая прочность при сжатии и износоустойчивость [2]. Небольшие размеры микросфер позволяют применять их на оборудовании буровой установки без какой-либо дополнительной модернизации. Алюмосиликатные микросферы являются продуктом сжигания топлива ТЭС, в связи с чем их преимуществом является относительная дешевизна сырья [6].

Таблица

Свойства полых микросфер

Свойства	НБС микросферы	Алюмосиликатные микросферы	Полимерные микросферы
Плотность, кг/м ³	0,28 – 0,6	0,2 – 0,8	0,16 – 0,42
Диаметр сфер, мкм	15 – 125	5 – 500	50 – 500
D ₉₀ , мкм	40 – 75	-	-
Насыпная плотность, кг/м ³	0,16 – 0,36	0,32 – 0,45	0,1 – 0,4
Температура плавления, °С	600 – 1100	1200 – 1500	130
pH	8,9 – 9,2	7,2 – 7,8	7
Прочность при объемном сжатии, МПа	15 – 130	до 30	до 4
Выживаемость после 20 циклов циркуляции, %	90 [2]	-	-
Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·°С)	0,06 – 0,07	0,06 – 0,20	0,05

При этом существует проблема организации транспортировки и хранения сухой золы и шлака. Также данные сферы обладают низкой реакционной способностью и мало взаимодействуют с щелочами и кислотами [7]. Использование стеклянных микросфер в эмульсиях на углеводородной основе ограничено недостаточно высоким качеством их дисперсии и, соответственно, большим расходом ПАВ для приготовления раствора [8]. Развитие технологии полимерных микросфер ограничено применением пластмассовых газонаполненных микросфер из мочевиноформальдегидной смолы. Но широкого практического применения в мире данная технология не нашла [9].

Литература

1. Lim S. N. et al. Lightweight biopolymer drilling fluid for underbalanced drilling: An optimization study // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – Т. 129. – С. 178-188.
2. Konbul A., Ozbayoglu E. M., Mata C. Survival of hollow glass microspheres in drilling fluids applications—Effect of drill bit/formation contact //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Т. 189. – С. 106966.
3. Medley Jr G. H., Maurer W. C., Garkasi A. Y. Use of hollow glass spheres for underbalanced drilling fluids // SPE Annual Technical Conference and Exhibition? – SPE, 1995. – С. SPE-30500-MS.
4. Development and Testing of Underbalanced Drilling Products. – Text: electronic // U.S. DEPARTMENT OF ENERGY National Energy Technology Laboratory. 2001. – URL: <https://www.netl.doe.gov/sites/default/files/2018-05/94MC31197-final-report.pdf> (дата обращения: 06.02.2023).
5. Underbalanced drilling: limits and extremes / B. Rehm, A. Haghshenas, A. Paknejad and others. – Houston, Texas: Gulf Publishing company, 2012. – 629 с. – ISBN 9781933762050.
6. Патент – № 2263634 Российская Федерация, МПК C01B 33/26 (2006.01), C10B 1/10 (2006.01). Способ получения алюмосиликатных микросфер из золошлаковых отходов теплоэлектростанций и печь для сушки алюмосиликатных микросфер: – № 2004130067/15: заявл. 11.10.2004: опубл. 10.11.2005 / Смаль А.Н., Предтеченский М.Р.; ООО «НЦ «Эпитаксия». – 11 с.: ил. – Текст: непосредственный.
7. Патент № 2452757 Российская Федерация, МПК C09K 8/467 (2006.01). Кислоторастворимый тампонажный состав: – № 2010150031/03: заявл. 06.12.2010: опубл. 10.06.2012 / Кузнецова О.Г., Чугаева О.А. Кохан К.В. и др.; ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – 7 с. – Текст: непосредственный.
8. Патент № 2319539 Российская Федерация, МПК B01F 17/00 (2006.01). C09K 8/28 (2006.01). Облегченная инвертная дисперсия для бурения, глушения и ремонта скважин – № 2006147146/04: заявл. 29.12.2006: опубл. 20.03.2008 / Шабо М.Д., Поп Г.С. Кучеровский В.М. и др.; Шабо М.Д. – 7 с. – Текст: непосредственный.
9. Патент № 1661185 Российская Федерация, МПК C09K 8/24 (2006.01). Буровой раствор с низкой плотностью № 4650180: заявл. 13.02.1989: опубл. 07.07.1991 / Бочкарев Г.П., Андресон Б.А. Крезуб А.П. и др.; Бочкарев Г.П. – 4 с. – Текст: непосредственный.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ ПРОГНОЗА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН В КАРБОНАТНОМ КОЛЛЕКТОРЕ

Куприянова К.А.

Научный руководитель профессор, д.г.-м.н. Белозеров В.Б.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Прогноз продуктивности скважин на данный момент является одной из основных задач, стоящих перед инженером. Целью работы является оценка геологических факторов, влияющих на продуктивность скважин и вариантов их прогноза на локальном уровне.

Основное предположение включает в себя связь прогноза продуктивности скважин с поглощениями при бурении [1] и микроструктурными элементами порового пространства, включая трещины и каверны. Таким образом, такое предположение подразумевает возможность интерпретации наличия микроструктурных элементов