

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, °C	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·°C)	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. Haghsheenas, 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

по данным о поглощениях бурового раствора и наличие их связи с последующей динамикой работы скважины (стартовым дебитом, темпом падения добычи).

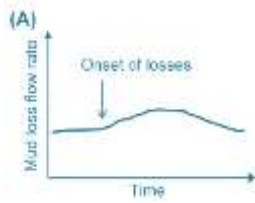
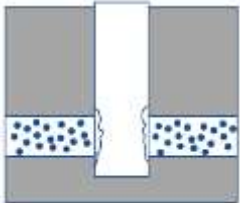
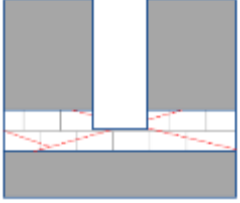
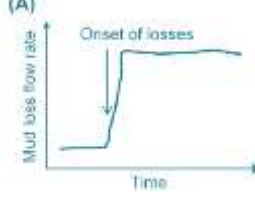
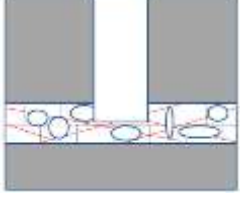
Исходя из вышесказанного, первоочередная необходимость состояла в интерпретации поглощений бурового раствора при бурении с точки зрения определения интервалов с высокими емкостными свойствами, т. е. кавернозных пластов, пластов с большим количеством трещин и систем трещин с большими апертурами.

Согласно источнику [2], поглощения подразделяются на 4 уровня по интенсивности и выделяются соответствующие причины для каждого уровня (таблица):

1. Незначительные поглощения интенсивностью до $1,6 \text{ м}^3/\text{час}$ – поглощение в высокопроницаемый пласт порового типа;
2. Поглощения интенсивностью от $1,6$ до $16 \text{ м}^3/\text{час}$ – рыхлые породы, узкие трещины;
3. Поглощения интенсивностью более $16 \text{ м}^3/\text{час}$ – широкие трещины;
4. Потеря циркуляции – кавернозные пласты, пласты с большим количеством трещин, системы трещин с большими апертурами.

Таблица

Характеристика поглощений и соответствующие причины их проявлений

График	Интенсивность поглощений	Причина	Концептуальное представление
	$< 1,6 \text{ м}^3/\text{час}$	Высокопроницаемый поровый пласт	
	$1,6 - 16 \text{ м}^3/\text{час}$	1. Рыхлые породы 2. Узкие трещины	
	$> 16 \text{ м}^3/\text{час}$	Широкие трещины	
	Потеря циркуляции	1. Кавернозные пласты 2. Пласты с большим количеством трещин 3. Системы трещин с большими апертурами	

Анализ поглощений проводился с целью определения емкостных свойств исследуемых пластов и предположительной оценке продуктивности Арчинской площади с помощью комплекса ГИС, а именно запись приборами PEX-AIT-HNGS (акустическое зондирование, микроимиджер, АКШ) и приборами FMI-SS (Рис. 1). По результатам измерений и интерпретации ГИС видно, что в выявленных интервалах поглощений наблюдается образование каверн (обрушение стенки скважины), что явно подтверждается по показаниям каверномера. За счет образования каверны все показания ГИС искажены и не могут быть корректно интерпретированы. Данные FMI показывают, что каверна имеет неровные верхние и нижние границы, т. е. образование каверны не происходит по напластованию или параллельной трещиноватости или разлому. Также видно, что открытые трещины, выделяемые по FMI выше интервала поглощения, не приводили к поглощениям.

Основной вывод, который можно сделать по данным ГИС: в интервалах поглощения порода ослаблена настолько, что стенка скважины обрушена. Снижение прочности горной породы может быть вызвано как с увеличением емкости пустотного пространства (пористости-трещиноватости-кавернозности), так и сменой литологии. Ввиду того, что наблюдается совместное снижение прочности и наличие поглощения (увеличение коллекторских свойств), то в исследуемых интервалах наиболее вероятен сценарий наличия большого пустотного пространства.



Рис. 1. Выявление емкости пустотного пространства по данным комплекса ГИС и FMI

Разработка Арчинского месторождения осуществляется горизонтальными скважинами, которые вводятся в эксплуатацию преимущественно фонтанным способом, и далее по различным причинам переводятся на механизированную добычу. По особенностям динамической работы скважин можно оценить емкостную микроструктуру карбонатного коллектора (Рис. 2). На данном этапе оценивались следующие показатели:

1. Время с начала фонтанирования до перехода на механизированную добычу (время фонтанирования);
2. Сравнение динамики добычи (дебита) жидкости и газа, динамики добычи (дебита) нефти и обводненности;
3. Время работы скважин.



Рис. 2. Анализ динамики работы скважины

Время фонтанирования и темп падения добычи скважин характеризует емкость системы и область дренирования. Соответственно, чем больше время фонтанирования и ниже темп падения дебита, тем выше емкость системы.

Таким образом, по итогам анализа поглощений и динамики работы скважин, можно охарактеризовать выделенные интервалы и их прогнозную продуктивность:

1. Узкие трещины (трещинный тип коллектора) характеризуются незначительной интенсивностью поглощений (до 16 м³/час) и высокими темпами падения добычи жидкости выше 3,5 м³/сут/мес;
2. Широкие трещины (трещинно-поровый тип коллектора) характеризуются средней интенсивностью поглощений от 16 м³/час до 50 м³/час и средними темпами падения добычи жидкости от 3,5 м³/сут/мес до 1,7 м³/сут/мес;
3. Каверны (трещинно-кавернозный тип коллектора) характеризуются высокой интенсивностью поглощений (потеря циркуляции бурового раствора) и низкими темпами падения добычи жидкости менее 1,7 м³/сут/мес.

Исходя из результатов исследования, ниже представлены основные выводы:

- Наиболее проницаемые и емкие интервалы характерны для интервалов потери бурового раствора;
- Интерпретация наличия каверн и трещин в пласте может быть проведена с помощью анализа интенсивности поглощения и данных кавернометрии;
- Наблюдается связь периода фонтанирования скважин с интенсивностью поглощений при бурении и наличием каверн, что говорит о большем влиянии каверн на емкость коллектора.

Литература

1. Патент №2507547 Российская Федерация, МПК G01V 11/00 (2006.01). Способ поиска залежей нефти в породах фундамента: №2011109513/28: заявл. 14.03.2011: опубл. 20.09.2012 / Сахипов Д. М, Сахипов Э. М.; заявитель Сахипов Д.М. Бюл. № 26;
2. Nelson E.B. Well cementing 2nd ed. / Guillot D. - Schlumberger; 2006. - 773 p. - ISBN-13: 978-097885300-6.