

Секция 14

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ РИСКА ВОЗНИКНОВЕНИЯ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ В УСЛОВИЯХ, МОДЕЛИРУЮЩИХ ПЛАСТОВЫЕ, ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

А. Ю. Дмитриев, В. С. Хорев, В. Н. Черкасов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В представленной работе, по мнению авторов, предложена современная методика оценки риска заколонных перетоков позволяющих, предупреждать образования миграции газа на этапе подбора рецептур тампонажных материалов для конкретных геологических условий по желанию недропользователя. Представленные результаты определения адгезии цементного камня, исследования усадки цементного камня в пластовых условиях, а также определение давления прорыва газа в тампонажном растворе в момент схватывания (в момент когда гидростатическое давление снижает эффект своего воздействия) позволяют качественно и количественно оценить вероятность появления заколонных перетоков газа и /или флюида по стволу скважины.

Оценка адгезии цементного камня как один из этапов комплексного подхода.

Для оценки адгезии цементного камня был выполнен анализ по измерению силы сцепления цементного камня с горной породой (адгезия).

Степень сцепления цементного камня с горной породой определяли путём нагружения цементного камня, до момента отрыва от горной породы. Для проведения данного исследования была использована гильза высокого давления, внутрь которой помещался испытуемый образец с керном и заливался образцом тампонажного материала. После создания необходимого давления, испытуемый образец тампонажного материала выдерживался на период ОЗЦ. Далее испытуемый образец с цементным камнем извлекается и помещается в прибор для определения прочности цементного камня Matest модель - 160. Полученные результаты были занесены в таблицу 1-2

Таблица 1

Результаты проведения испытаний для цемента марки ПЦТ-1-G-CC-1

№	Условия проведения	Плотность, кг/м ³	Прочность, МПа	Максимальное полученное значения страгивания, кН	Используемый керн
1	t=65°C, P=7400psi	1,85	28,6 (на сжатие)	28,7	Горчинская 4 инт 3050-3170,6 м
2	t=65°C, P=7400psi	1,85	27,6 (на сжатие)	28,4	Горчинская 4 инт 3050-3170,6 м
3	t=65°C, P=7400psi	1,85	28,1 (на сжатие)	26,9	Горчинская 4 инт 3050-3170,6 м
4	t=65°C, P=7400psi	1,85	27,9 (на сжатие)	29,3	Горчинская 4 инт 3050-3170,6 м
				Ср. знач = 28,3	

Таблица 2

Результаты проведения испытаний для цемента марки ПЦТ-1-100+ трепел

№	Дата проведения	Плотность, кг/м ³	Прочность, МПа	Максимальное полученное значения страгивания, кН	Используемый керн,
1	t=65°C, P=7400psi	1,60	2,56 (на изгиб)	17,88	Горчинская 4 инт 3050-3170,6 м
2	t=65°C, P=7400psi	1,60	2,61 (на изгиб)	17,1	Горчинская 4 инт 3050-3170,6 м
3	t=65°C, P=7400psi	1,60	2,79(на изгиб)	16,4	Горчинская 4 инт 3050-3170,6 м
4	t=65°C, P=7400psi	1,60	2,31 (на изгиб)	15,63	Горчинская 4 инт 3050-3170,6 м
				Ср. знач = 16,76	

Оценка усадки цементного камня как один из этапов комплексного подхода.

Показатель усадки цементного камня можно косвенно назвать параметром качества цементного раствора скважины, который несёт информацию о том, насколько может осесть тампонажный раствор от устья

при образовании цементного камня, и как следствие, вероятность появления межколонного давления, заколонных перетоков и т.д.

В рамках предложенного подхода были проведены исследования усадки цементного камня в пластовых и атмосферных условиях. Для анализа использовался ультразвуковой анализатор цемента, представленный на рисунке 1 [1,2].

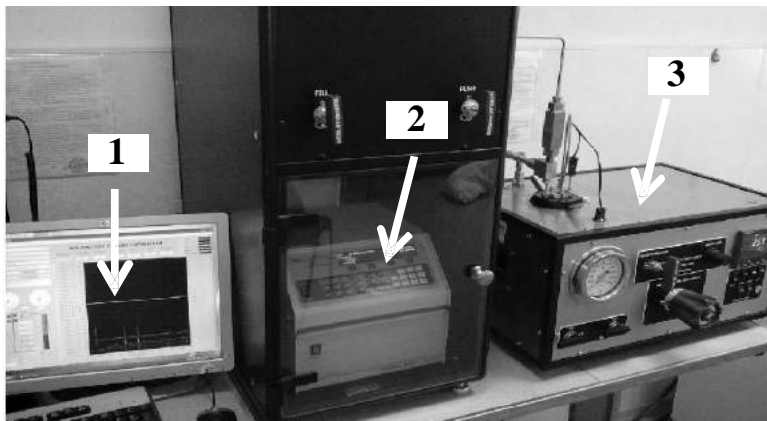


Рис. 1 Ультразвуковой анализатор цемента (внешний вид)

Условные обозначения: 1 – экран вывода параметров; 2 – блок управления; 3 – блок с ячейкой для установки исследуемого образца

После подбора рецептуры, следующим этапом было исследование линейной усадки тампонажного материала. Для этого образцы тампонажного раствора полученные из цементного теста были залиты в пресс формы, на период ОЗЦ длительностью 48 часов, и выдержанны при температуре 65 °С, после чего извлечённые образцы визуально сравнивались на предмет усадки цементного камня, полученные результаты представлены на рисунке 2 [3,4]. Результаты усадки цементного камня, при моделировании термобарических условий пласта представлены в таблице 3.

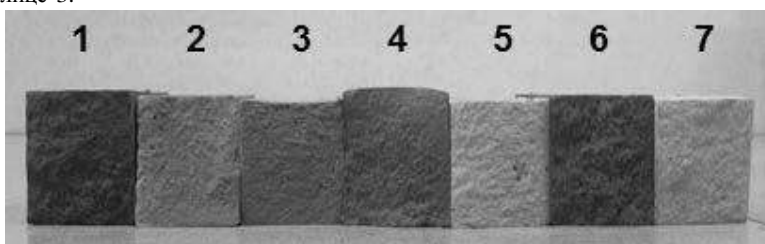


Рис. 2 Результаты линейной усадки/расширения цементного камня (слева направо)

Условные обозначения: 1 – ПЦТ-1-G-СС-1; 2 – ПЦТ-1-G-СС-1+ГЭЦ; 3 – ПЦТ-1-100 + трепел; 4 – РТМ-75; 5 – ПЦТ-1-100+ ПБМБ; 6 – ПЦТ-1-100 + вермикулит; 7- ПЦТ-1-100+ПБМБ 3%

Таблица 3

Результаты усадки цементного камня, при моделировании термобарических условий пласта.

Состав тампонажного материала	Усадка, %
ПЦТ-1-G-СС-1 (исходный)	4,0
ПЦТ-1-G-СС-1+ ГЭЦ (0.05 %)	8,0
РТМУ-75	4,0
ПЦТ-1-100+ трепел +ГЭЦ 0.2%+ пеногаситель 0.5% + ПБМБ 2%	4,4
ПЦТ-1-100+вермикулит +0.1% ГЭЦ+	12,4
ПЦТ-1-G-СС-1+ ПБМБ 3%	10,5
ПЦТ-1-100+ПБМБ 3%	12,2

Оценка миграции (прорыва) газа как один из этапов комплексного подхода.

Проблема миграции газа после цементирования скважины является очень актуальной проблемой, так как её наличие косвенно указывает на дальнейшее развитие или отсутствие заколонных перетоков. Для более детального изучения проблемы тампонажных материалов, были выполнены исследования по миграции газов и пластовых флюидов с помощью анализатора миграции газов и флюидов.

Проникновение газа в зацементированное затрубье происходит тогда, когда давление в затрубье в зоне газоносного интервала падает ниже величины давления пластового газа, т. е. появляется градиент давления, действующий по направлению из пласта в скважину. В этом случае газ мигрирует либо к пласту, с более низким

давлением, либо в направлении устья. Также необходимо наличие свободного пространства внутри зацементированного затрубья для заполнения его газом, которое может находиться в пределах цементной среды или вблизи неё. Понимание механизма миграции газа осложняется эволюцией столба цемента в затрубье с течением времени.

Анализатор позволяет на реальном образце цементного раствора, в реальном времени оценить потенциальную опасность вхождения газа в зацементированное заколонное пространство, в период ОЗЦ, а также подбирать рецептуры цементных растворов, предотвращающих или снижающих миграцию газа.

На рисунке 3 изображена скважина, в которой цемент образует вокруг обсадной колонны кольцо и подвергается воздействию со стороны высокопроницаемой зоны высокого давления газа и проницаемой зоны более низкого давления. После закачки гидростатическое давление столба цемента сдерживает проникновение газа. Когда поровое давление в цементе снижается благодаря структурированию, водоотдачи и объёмной усадки цемента ниже давления газа в продуктивном пласте, газ может входить в цемент и перемещаться к поверхности или в другую зону с более низким давлением [5].

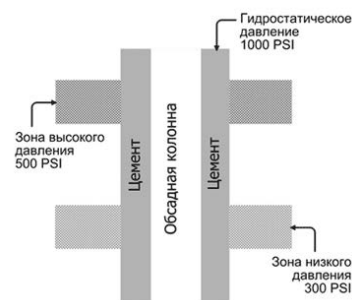


Рис. 3 - Принципиальная схема эксперимента

Для проведения экспериментов были использованы рецептуры тампонажных материалов представленные в таблице 4.

Таблица 4

Рецептуры тампонажных материалов

Состав тампонажного материала	Плотность гр/см ³	Водоотделение, мл	Растекаемость, мм	Прочность на изгиб, мПа	Усадка при пластовых условиях, %
РТМ-75	1,85	1,2	230	3,22 (на изгиб)	4,0
ПЦТ-1-100+ трепел	1,60	<1,5	215	2,59 (на изгиб)	4,4
ПЦТ-1-100+ вермикулит	1,60	2,0	220	2,79 (на изгиб)	12,4
ПЦТ-1-100+ ПБМБ	1,60	3,5	210	2,3	12,2

Результаты выполненных анализов представлены на рисунок 4-6. Время прорыва тампонажного раствора представлено на графике зеленым цветом.

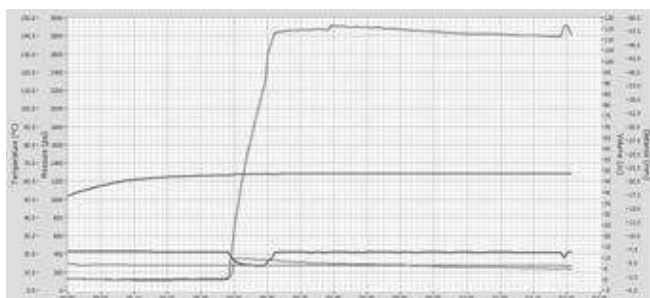


Рис. 4 Результаты испытания пробы РТМ-75

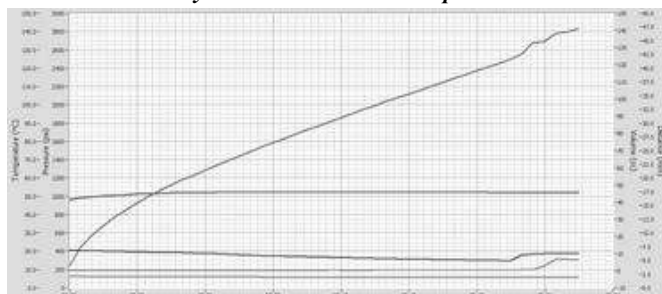


Рис. 5 Результаты испытания пробы ПЦТ-1-100+ трепел

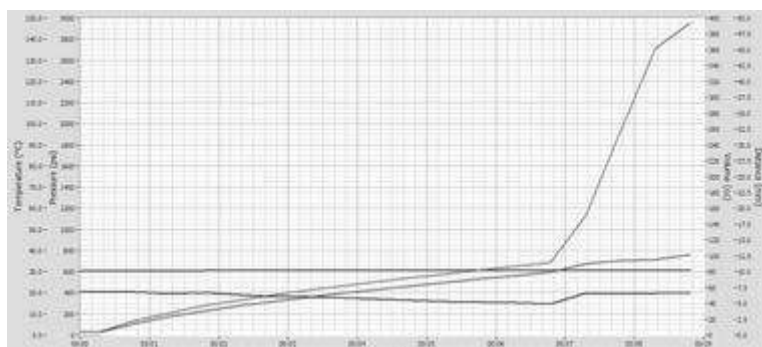


Рис. 6 Результаты испытания пробы ПЦТ-1-100+ вермикулит

После проведения экспериментов можно полагать, что данный способ исследования тампонажного материала может быть использован для подбора рецептур.

Для оптимального обоснования предложенных рецептур были выполнены исследования по усадке цементного камня и миграции газа, позволяющего оценить предрасположенность рецептуры тампонажного раствора к образованию заколонных перетоков. Наилучшие результаты прорыва газа показал тампонажный материал с трепелом, время которого составляет 19 минут, что в сравнении с другими рецептурами является хорошим показателем, превышающим остальные рецептуры в несколько раз.

Таким образом, подводя итоги можно сделать вывод, что использование рецептуры ОТМ с использованием трепела в качестве гель-цемента, позволит снизить вероятность появления межколонного давления и заколонных перетоков, так как достаточно большое время прорыва газа обуславливает меньшую вероятность в появлении каналов в тампонажном растворе в момент образования цементного камня.

Использование рецептуры цемент ПЦТ-1-G-CC-1 с гидроксипропилцеллюлозой в качестве тяжелого раствора позволит снизить степень воздействия на призабойную зону пласта за счет низкого водоотделения.

Литература

1. A. S. Bubnov, V. S. Khorev, I. A. Boyko / The effect of lightweight agents on the density of cement slurry applied during oil and gas well drilling [Electronic resource] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – Vol. 24: Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress, 24–27 November 2014, Tomsk, Russia. – [012008, 5 p.].
2. A. S. Bubnov, I. A. Boyko, V. S. Khorev / Influence of chemical reagents and additives on the rheological properties of lightweight cement slurry with exfoliated vermiculite [Electronic resource] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – Vol. 24: Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress, 24–27 November 2014, Tomsk, Russia. – [012009, 6 p.]. – Title screen.
3. A. S. Bubnov, I. A. Boyko, V. S. Khorev / Strength properties of cement slurries with lightweights applied in oil and gas wells [Electronic resource] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – Vol. 24: Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress, 24–27 November 2014, Tomsk, Russia. – [012010, 5 p.].
4. А.С.Бубнов, И.А.Бойко, И.Н. Барышев, В.С. Хорев. Исследование прочностных характеристик цементного камня и удельного веса тампонажного раствора на основе вермикулита для крепления нефтяных и газовых скважин. Территория НЕФТЕГАЗ №10 2014г 18-21с.
5. Чжу Д.П. Анализатор миграции газа производства компании OFI Testing Equipment, Inc // Бурение и нефть. – 2008. – №. 3. – с. 49-51.

ПОСТАДИЙНАЯ ОЦЕНКА ЭНЕРГОЕМКОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ НА НОВО-УРЕНГОЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ Д. С. Аносов

Научные руководители, профессор Г. Ю. Боярко, профессор В. Я. Ушаков
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Строительство нефтяной скважины является непрерывным многостадийным, энергозатратным процессом, осуществляемым зачастую в тяжелых климатических условиях и в труднодоступной местности. Поэтому вопрос рационального использования энергии, расходуемой на строительство скважины, стоит особо остро. В то же время, этот процесс часто связан с непрогнозируемыми осложнениями, которые могут возникнуть на всех стадиях работы. Этот фактор неопределенности не позволяет с достаточной точностью рассчитать объем потребных для строительства скважины энергетических ресурсов. Так же нужно учитывать то, что любое непроизводительное время ведет к увеличению календарного времени работ по скважине и, соответственно, к трате дополнительных энергетических ресурсов. Тем не менее, если осложнения, вызванные геологическими или природно-климатическими условиями, предупредить и спрогнозировать достаточно проблематично, то технологические осложнения (не правильный подбор режима бурения), и технические, вызванные поломкой или отказом оборудования, можно предусмотреть и свести их к минимуму.