

Изотопный состав углерода широко используется для различных геохимических построений [2, 3]. Это обусловлено тем, что он отражает, с одной стороны, генетическую природу нефтегазоматеринского органического вещества, а с другой, течение процессов катагенеза.

Как видно из полученных результатов (таблица 2) самым тяжелым изотопным составом метана и двуокиси углерода характеризуется газ Арчинского месторождения (скв. 42). Также, как и по компонентному составу среди исследованных газов выделяется образец Кулгинского месторождения (скв. 141), залежь которого находится в верхнеюрском коллекторе (пласт Ю1-1). По изотопному составу метана, а также этана и пропана этот образец газа является самым легким. Он также отличается по изотопному составу и от пробы газа с другого объекта этого месторождения.

Таким образом, выявление генезиса и понимание природы образования газовых флюидов, являются ключевыми для разработки месторождений. Эти знания можно использовать наряду с геофизическими и гидродинамическими исследованиями, для выбора оборудования в процессе бурения, вывода на режим эксплуатации, а также в процессе определения границ залежи и продуктивной части пласта, подсчета запасов углеводородов.

Литература

1. Гончаров И.В., Коробочкина В.Г., Обласов Н.В., Самойленко В.В. Природа углеводородных газов юго-востока Западной Сибири // Геохимия. – 2005а. – № 8. – С. 810-816.
2. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 180с.
3. Galimov E.M. Source and mechanisms of formation of gaseous hydrocarbons in sedimentary rock. *Cemical Geology*. – 1988. – Vol. 1. – № 3. – p. 77-95.

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ЗАРУБЕЖНЫХ СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ

С.Е. Калашников

Научный руководитель – доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Скважина - это цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в нее людей, поперечные размеры которой незначительны в сравнении с длиной.

Весь комплекс работ, связанных с замещением бурового раствора цементным (тампонажным раствором), называется цементированием скважины; сюда же входят ожидание затвердения цементного раствора (ОЗЦ) и период формирования цементного камня.

Элементы конструкции скважины (рис. 1):

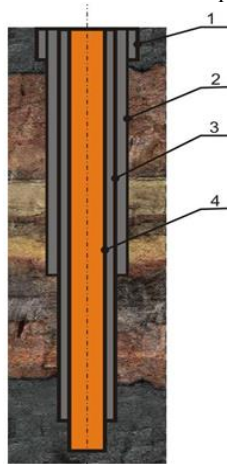


Рис. 1 Конструкция скважины

- 1 – направление;
2 – кондуктор; 3- промежуточная обсадная колонна;
4 – эксплуатационная обсадная колонна

Важность качественного цементирования обусловлена тем, что это заключительный этап строительства скважин, поэтому неудачи при его выполнении могут свести к минимуму ожидаемый эффект, стать причиной неправильной оценки перспективности разведываемых площадей, появления "новых" залежей нефти и особенно газа в коллекторах, перетоков флюидов, грифообразования, газопроявлений и т.д. Стоимость скважин, особенно глубоких, высока, а ущерб от некачественного их крепления, может быть еще большим. Процесс цементирования скважин - операция необратимая, ремонт и восстановление их связаны со значительными затратами средств и времени.

Зарубежные сервисные компании отличают высокие технологии, высокий уровень машиностроения и техники.

Одна из таких технологий является пеноцементирование.

Пеноцемент это мелкая дисперсия газа в цементном растворе, что содержит пенообразователь и стабилизатор.

- поздние 1950-е – сжатый азот в баллонах используется для опрессовок в нефтяной промышленности.

- 1960 – выпущен первый азотный насос конвертерного типа (перевод из жидкого в газообразное состояние), способный работать при высоком давлении.

- 1963 – выдан патент компании Big Three Industries на выполнение операций под высоким давлением с использованием азота.

- 1970-е – первые работы по пенным промывкам скважин и пенным ГРП.

- 1980-е – начало пенного цементирования.

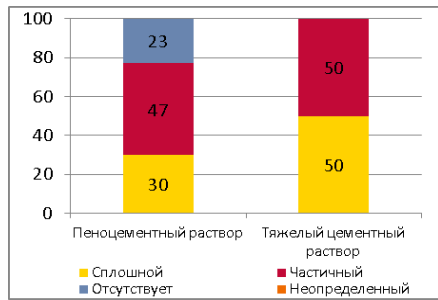
- 1982 – более 300 азотных насосов работает в компании Wellnite в США.

- 1997 – существенное увеличение числа операций по пенному цементированию скважин.

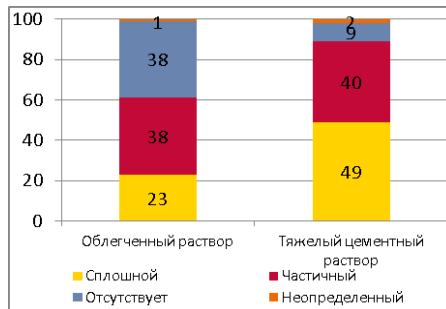
Одной из характерных особенностей облегченного тампонажного состава, содержащего в качестве воздухововлекающей облегчающей добавки пенообразователь, является его пена – дисперсия газа в жидкой или твердой фазе, которая должна обладать рядом структурно-механических свойств, в частности определенной устойчивостью (стабильностью), зависящей от природы и концентрации пенообразователя.

Устойчивость пен характеризуется временем существования пены, т.е. временем, прошедшим с момента образования пены до момента полного ее разрушения.

На рисунках 2 а (3 а) и 2 б (3 б) представлено сравнение качества контакта цемент-колонна и цемент-порода после работы с применением пеноцемента и стандартной работой на технических колоннах 245мм*



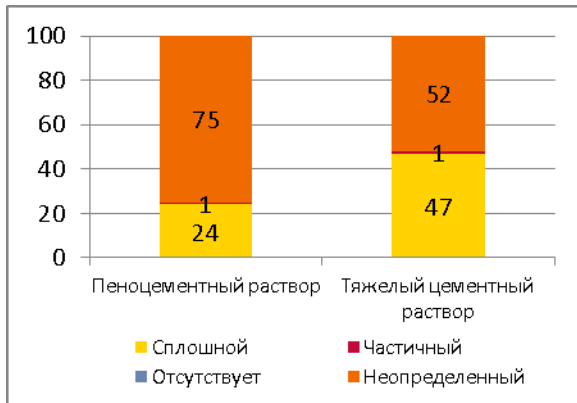
а) Работа с применением пеноцемента



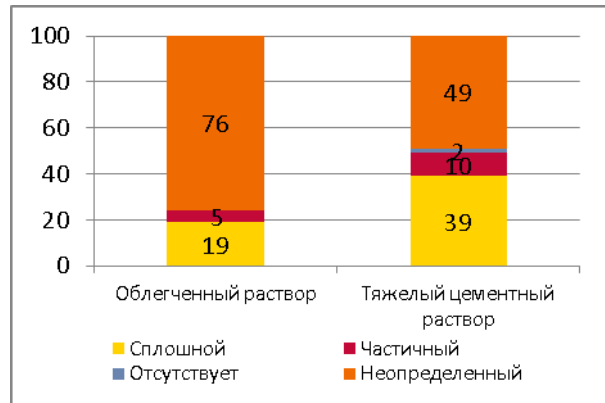
Стандартная работа

б)

Рис. 2 Контакт цемент-колонна



а) Работа с применением пеноцемента



б) Стандартная работа

Рис. 3 Контакт цемент-порода

Преимущества пенного цементирования является низкая плотность, в отличии от других цементных дизайнов что дает возможность снизить гидростатику, либо ее увеличить. На рисунке 4 отображен диапазон плотности цементных систем как превосходство пеноцементирования. Высокая эластичность позволяет проникнуть в пористую среду минимизировать повреждения, так же небольшое или полное отсутствие гистерезиса, полное отсутствие порвеждений структуры, устойчивость к динамическим и цикличным нагрузкам, существенное сокращение сроков ОЗЦ времени строительства скважины что дает возможность сократить затраты на производство.

Предотвращение газовой миграции созданием противодавления за счет расширяющегося газа (азота), плюсы:

- гидростатическое давление поддерживается во время схватывания цемента,
- снижение площади фильтрации уменьшает водоотдачу (пенообразователь действует как понизитель водоотдачи),
- улучшенная замещающая способность,
- отсутствие свободной воды,
- отсутствие усадки при схватывании,
- высокая прочность,
- высокая эластичность (не происходит образования микрозоров).

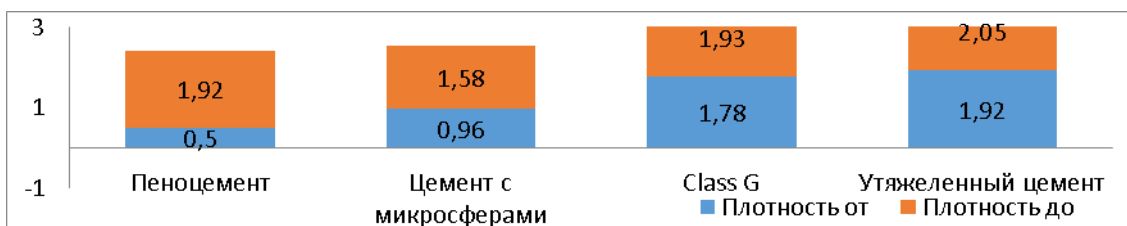


Рис.4 Диапазон плотности цементных систем в г/см3

В ряде превосходств улучшенная адгезия к породе и колонне за счет энергии сжатого газа, так же низкая проницаемость, отсутствие необходимости в большом количестве химических добавок, низкая теплопроводность.

Высокая вязкость дает увеличение:

- Энергию сдвига застоявшегося бурового раствора, уменьшает возможность образования каналов.
- Улучшенная способность к поднятию твердых частиц.
- Лучше разделяет флюидов.
- Минимизирует проникновение воды и газа

Немаловажный фактор защиты чувствительных к воде пластов (низкая водоотдача)

- Помогает защитить зоны чувствительные к воде
- Снижает рост дегидратированной корки
- Снижает тенденцию к пломбированию

К минусам данного метода относятся:

- необходимость привлечения дополнительного оборудования (азотный насос, станция перекачки пенообразователя),
- необходимость привлечения дополнительного персонала (оператор азотной установки, полевой инженер),
- зависимость от наличия возможности поставки жидкого азота в регионе,
- усложнение процесса закачки цемента, инженерных расчетов.

По результатам исследования пришли к выводу что цементирование обсадных колонн пеноцементированием является перспективным и эффективным по отношению к стандартному цементажу.

Литература

1. Гребенщиков, А. А. Цементирование нефтяных и газовых скважин / А. А. Федотов // . – 2012. – № 4. – С. 33–256.
2. Удовик К. И. Технология пеноцементирования: учеб. пособие / И.А.Удовик. – М.: Академия, 2006. – 92 с.
3. Серышев О. Е. Совершенствование технологий в области бурения нефтяных и газовых скважин и механизма управления при строительстве: автореф. Дис.канд. эконом. наук: 08.00.09 / О.Ю.Серышев. – Красноярск, 2013. – 24 с.
4. Лапицкая, Л. М. Совершенствование хозяйственных связей материально- технического снабжения промышленных предприятий в современных условиях: автореф. дис. канд. экон. наук: 08.00.05 / Л. М. Лапицкая. – Гомель, 2002. – 87 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСПО В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОВОЛЖЬЯ

Д.А. Капралов

Научный руководитель – ассистент А.М. Шагиахметов
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

За весьма долгую историю освоения месторождений Поволжья, большинство из них перешли на позднюю стадию разработки, следовательно, в ход вступили методы увеличения нефтеотдачи, которые существенно влияют на качество и объемы добываемого ресурса. Эксплуатация месторождений такого типа подвержена целому ряду осложняющих факторов, таких как: увеличение обводненности продукции скважин, падение пластовых и забойных давлений, увеличение содержания высокомолекулярных компонентов в добываемой нефти, а также изменением термических условий разработки залежей [2]. Данные факторы увеличивают риск образования асфальтосмолопарафиновых отложений на стенках скважины и на омываемых поверхностях оборудования.

АСПО представляют собой темно-коричневую или черную густую массу с очень высокой вязкостью. Преимущественно в них содержится органический материал, который практически не растворяется повторно и недиспергирующийся в сырой нефти в условиях как добычи, так и транспортировки. Состав отложений может меняться в довольно широком диапазоне в пределах нефтедобывающего региона, а также месторождения, во многом он определяется механизмом образования, а также составом и происхождением нефти. В основном фазовый состав АСПО представлен в данных диапазонах: 40-60% твердого парафина, менее 10% микрокристаллического парафина, 10-56% смол и асфальтенов, воды, песка и неорганических солей [3].

На месторождениях, находящихся в регионе Поволжья, проблема борьбы с АСПО имеет особо острый характер из-за массового увеличения смолисто-асфальтеновых веществ и твердых парафинов в добываемой нефти. Это обуславливает высокую плотность и вязкость нефти. Для уменьшения вероятности образования АСПО, необходимо производить тщательный выбор технологических параметров условий эксплуатации. Однако из-за различных геолого-физических и технологических характеристик, физико-химических свойств добываемых флюидов, для каждого случая необходим индивидуальный подход к подбору технологий.

Индивидуальный подход в любом случае будет суммироваться из уже существующих наиболее известных и активно применяемых методов борьбы с АСПО. Классификация методов удаления уже сформировавшихся отложений и их предупреждения, представлены на рисунке.