

Бурение под хвостовик в интервале 3724-3941 осуществлялось долотом БИТ-152,4 ВТ 613 Н.10 с ВЗД ДРУ-120 G=4-6т; Q=12л/с; P=115-117атм; V<sub>ср.мех</sub>=4м/час. Удельная энергоёмкость этого процесса составила = 0,2 кВт.ч/м.

На рис. 2 представлено распределение удельной энергоёмкости стадий процесса строительства скважины.

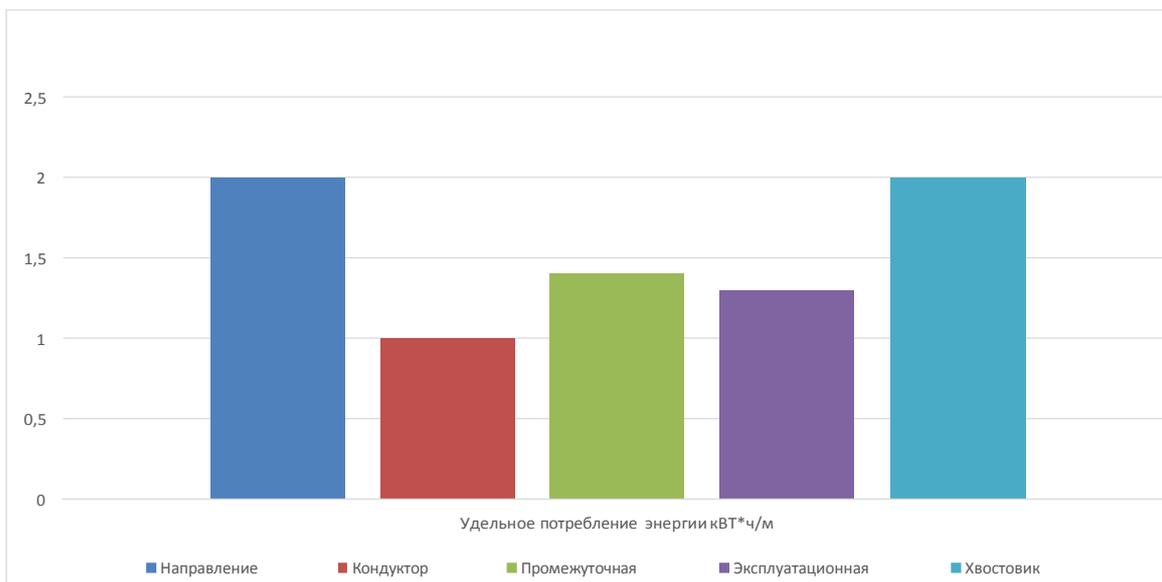


Рис 2. Удельное потребление энергии кВт.ч /м.

Выполненный анализ показывает, что самыми энергоёмкими стадиями строительства наклонно-направленной скважины являются бурение под направление и хвостовик. Следует отметить, что при бурении под направление, было отмечено, непроизводительное время, учесть которое в расчетах затруднительно из-за непродолжительности этой стадии. Наименьшая удельная энергоёмкость была отмечена, при бурении под кондуктор. Таким образом, бурение скважины роторным способом характеризуется меньшим удельным расходом энергии при условии оптимального выбора профиля скважины и компоновки низа буровой колонны.

#### Литература

1. Мухина С.А., Щепин А.С, Когда ВЗД становится лишним // Бурение и нефть. — 2013. — № 8. — С. 60-63.

### ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА НАПОЛНИТЕЛЯ ФИРМЫ СЕМНЕТ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН В ЗОНАХ ПОГЛОЩЕНИЙ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА В. Ю. Афиян

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Епихин  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Поглощения бурового раствора при бурении, тампонажного раствора при креплении скважин - один из наиболее распространенных видов осложнений, требующих значительных затрат времени и средств на их ликвидацию. Они могут стать причиной других осложнений (обвалы стенок скважины, флюидопроявления, сужение ствола) и аварий (прихваты, открытые фонтаны, смятия обсадных колонн). Поглощение тампонажных растворов, нередко связано с гидроразрывами пластов при спуске обсадных колонн и является причиной негерметичности цементного камня, затрубных перетоков, недоподъема цементного раствора до проектной глубины. Существует несколько причин возникновения потенциально опасных для гидроразрыва пласта давлений [1]:

а) неправильный расчет и выбор плотности тампонажного раствора, без учета индексов давлений поглощения, гидродинамических давлений при движении в заколонном пространстве и высоты интервала цементирования;

б) неправильный выбор режима и способа цементирования, без учета вышеуказанных факторов;

в) «обезвоживание» тампонажного раствора в интервале, сложенном проницаемыми породами;

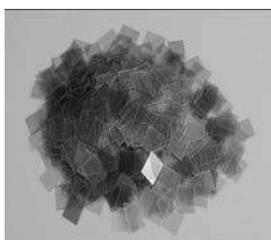
г) образование большого объема густой высокотиксотропной смеси тампонажного раствора и промывочной жидкости;

е) преждевременное загустевание и схватывание тампонажного раствора вследствие неправильного выбора его состава, нарушения заданной рецептуры при приготовлении, значительного увеличения срока цементирования, по сравнению с расчетным, применительно к которому разработана рецептура.

Разработан ряд мероприятий для борьбы с поглощениями тампонажного раствора. Они включают рекомендации и требования к приготовлению тампонажного раствора (в том числе к его рецептуре) и технологическим процессам при его закачивании:

- а) безостановочное движение тампонажного раствора до завершения всего процесса цементирования, позволяющее снизить вероятность «обезвоживания» тампонажного раствора;
- б) низкая водоотдача раствора (не более 10-15 см<sup>3</sup>/30мин);
- в) кольматация поровых каналов стенок скважины при помощи специальной буферной жидкости за счет заполнения пор более мелкими водонерастворимыми частицами;
- г) соблюдение рекомендованной рецептуры тампонажного раствора для цементирования скважины;
- д) правильный выбор величины плотности тампонажного раствора с учетом индексов давлений поглощения, гидродинамических давлений при движении в заколонном пространстве и высоты интервала цементирования;
- е) использование закупоривающих материалов (наполнителей) для предотвращения потерь циркуляции тампонажного раствора.

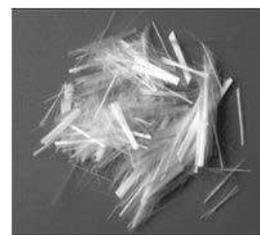
В настоящее время, существует широкий ассортимент наполнителей для тампонажных растворов. Поэтому целью настоящей работы является анализ информационных источников, сравнение выборки наиболее распространенных наполнителей и определение наиболее эффективного из них. Механизм действия закупоривающих материалов заключается в том, что они создают надежный каркас, являющийся основой для непроницаемой оболочки [3].



Чешуйчатый материал



Зернистый материал



Волокнистый материал

Рисунок 1. Типы материалов для наполнителей.

Таблица 1

Характеристики наполнителей для тампонажного раствора.

Название	Вид наполнителя	Область применения	Свойства
Волокнистый наполнитель SemNET	Волокнистый	Универсален. Формирование тонкой сетчатой структуры	Термостойкость. Использование с раствором любой плотности. Высокая скорость закупоривания.
Слюда	Чешуйчатый	Пласты с параллельными щелями (до 2,5 мм)	Слоистая. Химическая активность. Термостойкость.
Измельченная резина	Зернистый	Универсальна	Закупорка больших объемов. Эластичность. Размер от 0,1 до 7 мм. Термостойкость (до 120°C).
«Тем-Плаг»	Смесь нефтяная смола (75%) и скорлупы земляных орехов (25%)	Универсален. Закупоривание мелких трещин.	Химическая активность. Термостойкость. Использование с раствором любой плотности. Смола в виде частиц до 3 мм, скорлупа остается на сите №8 (до 5мм)
«Квик-сил»	Сочетание различных наполнителей (гранулированного, хлопьевидного и волокнистого)	Универсален	Термостойкость. Размер части от 0,1 до 15 мм. Улучшенное сцепление с каналами поглощения жидкости.

Основные закупоривающие материалы, используемые для борьбы с поглощением тампонажного раствора, подразделяются на три категории (рис. 1):

1. Чешуйчатые материалы – являются эффективным закупоривающим наполнителем при ликвидации поглощения в пластах с параллельными щелями. В клиновидных щелях создать такой каркас из чешуйчатых материалов почти невозможно.

2. Волокнистые материалы – создают на стенках скважины сетчатые, каркасные пленки или тампоны по сечению трещин, вокруг которых накапливается и уплотняется цементный раствор, закрывающий все

имеющиеся полости. В результате образуется плотная, хорошо скрепляющаяся с поверхностью цементная корка, надежно закрывающая мелкие трещины и другие дренажные каналы.

3. Зернистые материалы – представляют собой полые сферы, чешуйки и гранулы различной формы из стекла, углерода, полимеров. Размеры частиц колеблются от 2 до 500 мкм, а размер гранул достигает нескольких миллиметров. В случае использования полых сфер уменьшается плотность, улучшаются теплоизоляционные свойства композиций.

Также используются наполнители, составленные из нескольких типов материалов (волокнисто-зернистый, волокнисто-чешуйчато-зернистый и т.д.) [5]. Для сравнения была сделана выборка из 5 наполнителей различных типов, которые сравнивались по следующим критериям: актуальная область применения и основные технические характеристики. Результаты сравнения приведены в таблице 1.

Анализ данных, представленных в таблице, а также опыта компании Schlumberger в России позволяет сделать вывод, что наилучшим наполнителем из представленной выборки является CemNET. Основным его преимуществом является высокая скорость борьбы с поглощением раствора и, как следствие, снижение себестоимости процесса цементирования. Еще одним фактором в пользу CemNET является универсальность его работы, которая заключается в химической инертности наполнителя. Он может использоваться с любыми составами и плотностями тампонажного раствора, не изменяя его свойств. Длительность действия наполнителя CemNET заключается в том, что он работает как во время, так и после закачки тампонажного раствора. На основе волокнистого наполнителя компанией Schlumberger был разработан одноименный тампонажный цемент CemNET.



Рисунок 2. Растворенный в воде волоконный наполнитель CemNET

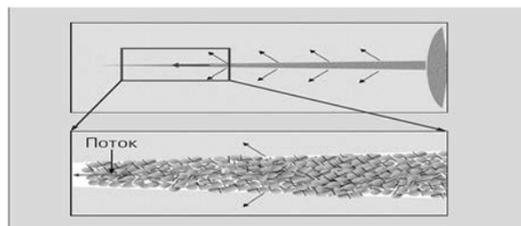


Рисунок 3. Схема создания сетки тампонажным раствором CemNET

Согласно проведенному сравнению, наилучшим решением, для цементирования скважин, в зонах поглощения тампонажного раствора является наполнитель CemNET фирмы Schlumberger. Не смотря на высокую стоимость относительно других распространенных наполнителей он обладает рядом преимуществ, которые окупают затраты за счет выполнения проектных требований по качеству цементирования, снижения материальных и временных ресурсов на процедуры по профилактике поглощений.

#### Литература

1. Логвиненко С.В. Цементирование нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1986, -280 с.
2. Гребенщиков В.М., Ованесянц Т.А., Овчинников В.В. К вопросу совершенствования рецептур тампонажных композиций// Сборник трудов ТюмГНУ. – ТюмГНУ: Тюмень, 2006.
3. Поглощения тампонажного раствора [Электронный ресурс] / Энциклопедия нефти и газа. Информационный ресурс. Режим доступа: <http://www.ngpedia.ru/id270636p3.html>
4. Ликвидация поглощений при бурении [Электронный ресурс] / ООО «Инойл». Официальный сайт. Режим доступа: <http://innoil.com/Innov/likvidaciya-poglocshenij-pri-burenij/>
5. Осложнения при цементировании и способы их ликвидации [Электронный ресурс] / Helpiks.org. Информационный ресурс. Режим доступа: <http://helpiks.org/2-73064.htm>
6. Специальные тампонажные цементы [Электронный ресурс] / Бетоны. Информационный ресурс. Режим доступа: <http://betony.ru/specialnie-cementy/specialnie-tamponajnie-cementy.php>
7. CemNET Advanced Fiber Technology to Control Losses [Электронный ресурс] / Schlumberger. Официальный сайт. Режим доступа: [http://www.slb.com/services/drilling/cementing/lost\\_circulation/cemnet\\_seal.aspx](http://www.slb.com/services/drilling/cementing/lost_circulation/cemnet_seal.aspx)

### ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СОЛЯНОГО РАСТВОРА НА ДЕФОРМАЦИЮ ЭЛАСТОМЕРОВ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ МЕХАНИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ

В. В. Барцайкин, А. В. Епихин

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Совершенствование винтовых забойных двигателей, с целью повышения технико-экономических показателей бурения нефтяных и газовых скважин ведется с момента их создания в 1966 г. Увеличение удельных мощностных характеристик винтового забойного двигателя вызвано необходимостью, повышения эффективности использования современных долот режущего типа и уменьшения длины рабочих органов.