

настоящее время мало изучены. Динамика расширения тампонажного раствора должна быть согласована с динамикой набора прочности. Если расширение произойдет до образования структуры цементного камня, то получится увеличение объема цементной суспензии, а не увеличение плотности контакта камня с горной породой и обсадной колонной [1]. Цементный камень способен воспринимать небольшие объемные изменения и внутренние напряжения без нарушения целостности в первые трое суток твердения. При этом надо учитывать, что при быстрой динамике набора прочности, наибольшая доля расширения должна происходить в первые сутки твердения, иначе внутренние напряжения не смогут обеспечить расширение структуры камня.

Установление верхней границы величины расширения цементного камня следует определять из условия обеспечения плотного контакта камня с обсадной колонной и стенкой скважины. Созданию плотного контакта препятствуют усадка глинистой корки из-за обезвоживания цементного камня. Соответственно, величина расширения должна компенсировать эти усадки. Определение нижней границы расширения рассматривается для случая расположения тампонажного материала в межколонном пространстве или в интервалах плотных непроницаемых пород. В данном случае расширение должно соотноситься с усадкой цементного камня. При применении тампонажных материалов с низкой контракцией величина расширения должна составлять 2-3 %.

Плотность контакта цементного камня на границах горная порода-цемент-обсадная колонна будет обеспечивать герметичность крепи скважины, если цементный камень при расширении будет создавать достаточное контактное давление в процессе твердения. Это давление будет обусловлено внутренними напряжениями в цементном камне, которые возникают вследствие расширения цементного камня. При использовании расширяющихся тампонажных составов необходимо учитывать соотношение возникающих внутренних напряжений и склонности цементного камня к пластическим деформациям. [2] При этом следует учитывать, что в случае высокой динамики набора прочности внутренние напряжения должны обеспечивать малую величину объемной деформации цементного камня. И, наоборот, при медленном наборе прочности структура цементного камня способна в процессе деформации восстанавливать возникающие при расширении разрывы.

Добавление оксидных расширяющих добавок, например оксидов кальция и магния, в тампонажном растворе способствует увеличению объема цементного раствора, что значительно повышает герметичность контакта камня с сопредельными средами. В это же время, существует проблема наличия пены в таких растворах, что в свою очередь, вынуждает добавлять в раствор химические реагенты - пеногасители, используемые для подавления вспенивания тампонажного раствора при бурении, что приводит к уменьшению эффективности расширения раствора – камня. В качестве решения данной проблемы, направленной на улучшение качества цементирования в скважинах в условиях многолетнемерзлых пород предлагается использовать устройство, представленное турбулизатором, располагающимся на обсадной колонне. При использовании турбулизатора, поставленная задача решается за счет увеличения показателя фактической скорости течения раствора в кольцевом пространстве.

Литература

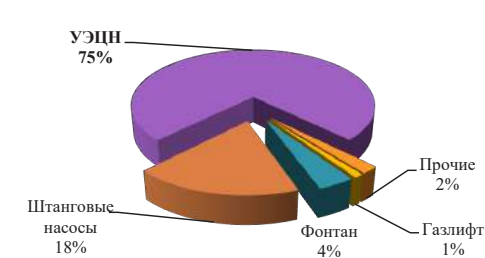
1. Агзамов Ф.А., Бабков В.В., Каримов И.Н. О необходимой величине расширения тампонажных материалов // Территория нефтегаз. – 2011. – № 8. – С. 14–15.
2. Куницких А.А. Повышение качества крепления скважин расширяющимися тампонажными составами: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук – Санкт-Петербург, 2016 г. – 20 с.
3. Кудряшов Б. Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в мерзлых породах – М.: Недра, 1983. – 286 с.
4. Овчинников П. В., Кузнецов В.Г., Фролов А.А. и др. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2002. – 115 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОЧИХ ОРГАНОВ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ИЗГОТОВЛЕННЫХ ПО РАЗНЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ

А.В. Ивановский, Г.А. Лупский, И.Н. Мамалиев

Научный руководитель доцент А.В. Деговцов

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия



На сегодняшний день в Российской Федерации основным методом эксплуатации добычных скважин является применение установок электроприводных центробежных насосов (УЭЦН). По соотношению добычных технологий на 2015 год добывалось до 75% нефти от общего объема добычи [1].

Рис. 1. Соотношение технологий добычи нефти в России на 2015 год

Широкое применение такого типа добычного оборудования обуславливается:

1) всевозможными особенностями добываемого флюида (из которых можно выделить обводненность, высокое содержание свободного газа на приеме насоса, высокая динамическая и кинематическая вязкости добываемого флюида, высокая концентрация взвешенных частиц и механических примесей);

2) технологическими особенностями применения на практике рабочих органов данного типа оборудования (как например, спуск добычного оборудования в боковые стволы малого диаметра)

В зависимости от тех или иных потребностей, в современном насосостроении применяются следующие основные технологии создания рабочих органов ЭЦН:

- Литьё в кокиль: основной материал, применяемый для ступеней насосов при данном методе, – никелевый чугун (например, ЧН16Д7ГЧШ ТУ 26-06-1305-95). Метод отличается высокой себестоимостью изготовления рабочих элементов и относительно невысокой степенью сопротивления воздействию механических примесей и взвешенных частиц. Тем не менее, данный метод является самым распространённым, а материал широко применяется на предприятиях компании «Роснефть»;

- Штампо-сварные технологии: основной материал – нержавеющая сталь по ГОСТ 5632-72. При отработанной технологии позволяет снизить шероховатость проточных каналов, снизить себестоимость и время изготовления ступеней насосов. В работах [2, 3] доказано, что сопротивление воздействию механических примесей и взвешенных частиц ступеней насосов, выполненных по данной технологии, не ниже, чем у ступеней, выполненных по первой технологии;

- Литьё и штамповка деталей из различных пластмасс: метод является относительно новым в связи с развитием применения пластика в нефтегазовой промышленности. Большим недостатком ступеней, выполненных по данной технологии, – очень низкое сопротивление воздействию механических примесей и взвешенных частиц, вплоть до разрушения рабочих органов ЭЦН;

- Изготовление из стали или алюминиевого сплава из прутков с помощью механизированной обработки.

1, 2 и 3-й способы применяются при изготовлении серийных ЭЦН. Однако вопрос о возможности применения тех или других технологий изготовления, особенно в условиях осложненной эксплуатации, до сих пор не решен окончательно. Частному решению данного вопроса и посвящена данная статья.

Исследования ступеней насосов, выполненных по четвертой технологии, и сравнение с первой и второй технологиями на сопротивление воздействию механических примесей и взвешенных частиц показали результаты, представленные в таблице.

Таблица

Результаты испытаний ступеней насосов, выполненных по разным технологиям, на сопротивление воздействию механических примесей и взвешенных частиц при пересчёте на 500 (пятьсот) суток

	Литьё в кокиль: материал – Чугун ЧН16Д7ГЧШ (ТУ 26-06-1305-95)		
	До износа, г	После износа, г	Потери от износа, %
Колесо	180	169,21	5,99
Аппарат	240	231,93	3,36
Штамповка+сварка: материал – Сталь 40Х13 (ГОСТ 5632-72)			
Колесо	120	114,69	4,43
Аппарат	160	156	2,50
Механическая обработка прутков: материал – В95 (ГОСТ 4784-97)			
Колесо	40	39,82	0,45
Аппарат	85	84,47	0,62

Основные выводы по работе:

- относительное сопротивление воздействию механических примесей и взвешенных частиц для ступеней, выполненных из прутков из алюминиевого сплава с применением механизированной обработки, оказалось выше, чем у ступеней, выполненных из нержавеющей стали по штампо-сварным технологиям или из никелевого чугуна с применением литейных технологий;
- низкое воздействие механических примесей и взвешенных частиц не оказывает влияния на гидродинамические характеристики ступеней насоса.

Литература

1. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Скважинные насосные установки для добычи нефти. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 824 с.: ил.
2. А.В. Деговцов, Н.Н. Соколов, А.В. Ивановский. О возможности замены литых ступеней ЭЦН при осложненных условиях эксплуатации//Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – Москва, 2016. – № 6. – С. 16–20.
3. А.В. Деговцов, Н.Н. Соколов, А.В. Ивановский. К вопросу о выборе материала ступеней электроцентробежного насоса для осложненных условий эксплуатации//ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. – Москва, 2016. – № 11. – С. 88–91.