

**УЛУЧШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН  
В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ**

**Д.А. Зимина**

**Научный руководитель профессор М.В. Двойников**

**Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия**

Основной топливно-энергетической базой нашей страны в настоящее время являются месторождения севера Западной Сибири, характеризующиеся наличием в геологическом разрезе многолетнемерзлых горных пород (ММГП). Наличие криолитозоны в геологическом разрезе, а также низкое качество крепи скважин обуславливает возникновение специфических осложнений таких как: растепление мерзлых пород, недоподъем тампонажного раствора до проектных значений, приустьевые обвалы горных пород, смятие обсадных колонн при обратном промерзании и др.

Цементирование обсадных колонн является необходимой и важной операцией в процессе строительства скважины. Успешность и качество цементирования определяют длительность, безаварийность и эффективность эксплуатации скважины. Традиционные технологии и материалы для крепления обсадных колонн в таких условиях не всегда обеспечивают создание надежной и долговечной крепи в затрубном пространстве. В первую очередь, это относится к герметизации направлений, кондукторов и технических колонн, которые расположены в зоне распространения многолетнемерзлых пород.

Выделяются следующие геолого-физические и технологические причины негерметичности крепи нефтяных и газовых скважин:

- одностороннее заполнение кольцевого пространства тампонажным раствором;
- разрушение цементного камня вследствие его коррозии;
- контракция твердеющего тампонажного раствора;
- разрушение цементного камня в кольцевом пространстве при проведении скважинных операций;
- низкая седиментационная устойчивость тампонажного раствора;
- низкая плотность контакта цементного камня с обсадной колонной и горной породой;
- прорыв пластовых флюидов через тампонажную смесь в связи со снижением гидростатического давления в затрубном пространстве во время процесса затвердевания цемента;
- пористость цементного камня;
- процесс суффозии в тампонажном растворе в период структурообразования;
- качество очистки, геометрия и форма ствола скважины.

Дополнительно к перечисленным причинам, изменение температурного режима в скважине также может способствовать возникновению нарушений в сплошности цементного камня с окружающими горными породами и обсадными трубами [3]. Поэтому для цементирования обсадных колонн скважин в зонах распространения многолетнемерзлых пород требуется применять специальные тампонажные растворы, для которых прогнозирование теплофизических свойств играет существенную роль в разработке их состава с заранее заданными технологическими свойствами.

Как показывает опыт цементирования скважин в сложных горно-геологических условиях, использование обычных тампонажных материалов на основе порландцементного клинкера не всегда обеспечивают качественное крепление скважины, а в интервалах многолетнемерзлых пород не схватывается даже при добавлении хлористого кальция, а замерзает (при температурах ниже 0°C), а скорость гидратации при температурах ниже 4°C имеет незначительную величину. Применение усадочных тампонажных смесей не позволяет получать полную информацию о состоянии контакта цементного камня с горной породой, в связи с отсутствием плотного контакта с обсадной колонной. В настоящее время, для повышения долговечности и надежности крепи обсадных колонн, нефтяных и газовых скважин, всё больше применяются безусадочные и расширяющиеся тампонажные материалы. Применение пакеров также не дает положительного результата по причине интенсивного кавернообразования (коэффициент больше 2) пород, сложенных льдами.

Результаты исследований показывают, что при введении в состав тампонажных растворов расширяющих добавок увеличивается плотность контакта цементного камня с сопредельными средами [4]. Плотность контакта во многом зависит от его объемных изменений в процессе твердения. Материалы со специальными добавками, обеспечивающими эффект расширения, позволяют улучшить герметичность крепи скважин за счет повышения напряжения в зонах контакта цементного кольца с колонной и стенкой скважины. При этом необходимо учитывать влияние расширяющей добавки на реологические свойства раствора с целью обеспечения его незатрудненной прокачиваемости по стволу скважины и уменьшения гидродинамической составляющей давления, особенно при наличии в разрезе пластов, склонных к поглощениям и гидроразрыву.

Основными показателями расширяющихся добавок в тампонажных растворах, влияющих на качество цементации обсадных колонн, являются величина расширения цементного раствора – камня в процессе затвердевания и величина сцепления цементного камня с прилегающими контактирующими поверхностями. Механизм расширения происходит путем заполнения всех, даже микроскопических, пустот в материале, обеспечивая прочную и монолитность структуры. Благодаря способности расширяться, данные составы имеют повышенную адгезию практически к любым материалам. Также к достоинствам можно отнести относительно высокую долговечность и стойкость к агрессивным воздействиям.

Вопросы контроля и регулирования процесса расширения тампонажного раствора в условиях многолетнемерзлых пород, с сохранением требуемых физико-механических свойств цементного камня, в

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

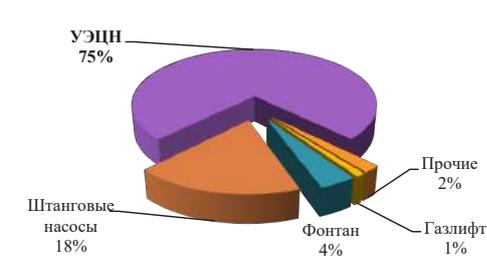
1. Агзамов Ф.А., Бабков В.В., Каримов И.Н. О необходимой величине расширения тампонажных материалов // Территория нефтегаз. – 2011. – № 8. – С. 14–15.
2. Куницких А.А. Повышение качества крепления скважин расширяющимися тампонажными составами: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук – Санкт-Петербург, 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