

Выводы расчета гидродинамической модели: дебит нефти до тепловой обработки 3,98 м<sup>3</sup>/сут; дебит нефти после обработки 8,6 м<sup>3</sup>/сут; накопленная добыча нефти составила 11,5 тыс. м<sup>3</sup>; накопленная добыча воды 57 тыс. м<sup>3</sup>.

Для сравнения результатов была рассчитана аналитическая модель тепловой обработки скважины путём выполнения типового расчета, по результатам которого дебит скважины увеличился с 3,98 м<sup>3</sup>/сут до 6,05 м<sup>3</sup>/сут. При этом продолжительность работы скважины с повышенным дебитом скважины составит 164,82 сут. Что приводит к получению дополнительных 341,12 м<sup>3</sup> жидкости.

Говоря о методе холодной добычи нефти, то в данной ситуации числовое моделирование не будет занимать приоритетное место, так как для моделирования процесса CHOPS требуется не только наличие специализированного и комплексного симулятора, но и строгое выполнение последовательности действий в процессе расчета, которая включает в себя работу с теорией фракталов, моделирование, непосредственно, трещиноватого пласта и так далее. На сегодняшний день численное моделирование процесса холодной добычи не является столь изученным, а существующие модели не являются достаточно точными и требуют дополнительных доработок. Поэтому далее будет рассмотрена аналитическая модель процесса холодной добычи нефти на примере Торавейского месторождения. Данная модель была разработана Гангом Ханом, и может применяться для прогнозирования, сколько дополнительной нефти можно извлечь путем добычи определенного количества песка.

В процессе выноса песка в призабойной зоне скважины образуются две радиальные зоны: зона упругих деформаций, где порода испытывает возмущения, но пористость остается постоянной, и вторая зона – зона упругопластических деформаций, где значения пористости изменяются во времени и, непосредственно, происходит вынос песка на поверхность. Вынос песка, в свою очередь, образуется за счет того, что мелкие частицы породы потоком флюида откалываются, порода начинает свое разрушение в призабойной зоне скважины. Последовательность расчета данной модели представлена в [4]. С помощью простейших математических преобразований формулы Дюпюи, делаем вывод, что дебиты песка и нефти связаны со значениями проницаемости и пористости и увеличиваются с течением времени. Для Торавейского месторождения было получено увеличение кратности дебитов, что может служить доказательством о наличии положительного технологического эффекта [3].

На основе вышесказанного можно сделать вывод, что выбор наиболее подходящей модели для описания того или иного процесса или метода будет зависеть от степени изученности этой модели и физической сложности самого процесса.

#### Литература

1. Практикум по дисциплине «Разработка нефтяных и газовых месторождений»: учебное пособие / С.Ф. Санду, А.Т.Росляк, В.М.Галкин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011 – 88 с.
2. Технологическая схема разработки Торавейского месторождения / ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» – Ухта, 2016.
3. Фокина Д.В., Гулиев Р.З. Обзор методов моделирования процесса холодной добычи нефти с песком // Инновационный подход к разработке нефтяных и газовых месторождений: Ломоносовские научные чтения студентов, аспирантов и молодых ученых – Архангельск, 2019. – Т.2. – С. 499–504.
4. Han G., Bruno M., Dusseault M.B. How much oil you can get from CHOPS // Journal of Canadian Petroleum Technology. – Canada, 2007. – №4 (46). – С. 24–32.
5. Sawatzky R., Huerta M., London M., Meza B. Cold Production in Western Canada: A Step Forward in Primary Recovery // Rogtec. – Alberta, 2014. – №9 – С. 68–74.

## БОРЬБА С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА КУЮМБИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

**А.Д. Харитонов**

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В процессе испытания скважин Куюмбинскоо нефтегазоконденсатного месторождения в трубном и затрубном пространстве на различных глубинах образуются гидраты. В результате образования гидратных пробок в колонне насосно-компрессорных труб дебит нефти снижается, вплоть до полного прекращения фонтанирования. Для устранения гидратных пробок проводятся работы по расстеплению скважины с помощью закачек раствора CaCl<sub>2</sub> и/или применением комплекта для промывки скважины.

Для предупреждения образования газогидратов в скважине необходимо создать такой режим работы, при котором его температура будет выше равновесной температуры гидратообразования, поэтому важно правильно определить условия образования гидратов. [1]

Согласно протекающим в скважине процессам, происходит снижение температуры в призабойной зоне пласта и стволе скважины. Это явление значительно увеличивает риск возникновения гидратообразований в призабойной зоне пласта, привести к дестабилизации основных показателей технологического режима, вплоть до полного прекращения флюида из пласта. [3]

Основные методы борьбы с гидратами:

- контроль и наблюдение за динамикой работы скважины;
- выбор безгидратного режима работы;
- удаление из скважины воды (после свабирования скважина заполнена технической водой, если процесс очистки скважины во время испытания не завершен нельзя останавливать скважину для записи кривой восстановления давления/профиля приток);

- понижение давления (не останавливать скважину на кривой восстановления давления, не работать на маленьких штуцерах/шайбах, если существует риск образования гидратов);
  - повышение температуры (периодические закачки в скважину разогретого раствора  $\text{CaCl}_2$ );
  - применение ингибиторов гидратообразования ( $\text{CaCl}_2$ , метанол). [2]
- Для предотвращения гидратообразований необходимо проводить периодическую закачку в затрубное пространство ингибиторов.

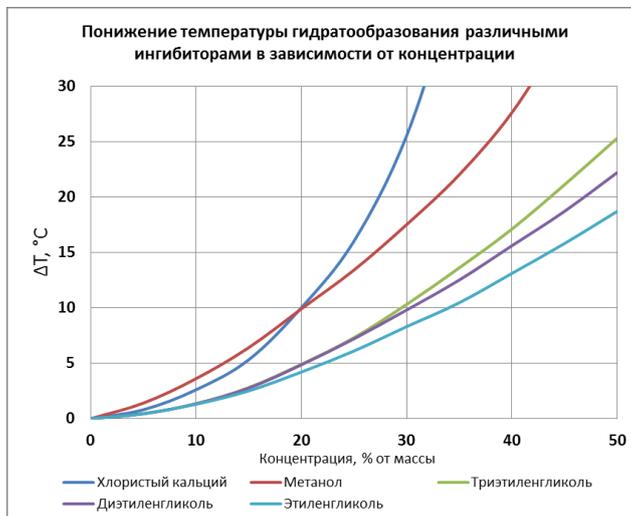


Рис. Сравнение ингибиторов

Наибольшее распространение в качестве антигидратных ингибиторов получили метиловый спирт, гликоли, хлористый кальций. Первые два используются в основном для добычи газа. Сравнение эффективности различных ингибиторов представлено на графике (рис.).

Как видно из графика, при 30% концентрации наибольшей эффективностью обладает раствор  $\text{CaCl}_2$ . Хлористый кальций весьма эффективный и самый дешевый из существующих антигидратных ингибиторов, производится в больших количествах и не ядовит.

#### Литература

1. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. – М.: Недра, 1992. – 236 с.
2. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. – М.: Недра, 1985. – 232 с.
3. Шостак Н.А. Факторы, влияющие на рост гидратов природных и нефтяных газов // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVIII Международного симпозиума студ., аспирантов и молодых ученых – Томск, 2014 – Т.2. – С. 142 – 144.

## СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.С. Чемякин

Научный руководитель - старший преподаватель Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На данный момент, большинство нефтегазовых месторождений Западной Сибири содержат запасы нефти с аномальными реологическими и низкотемпературными свойствами, с высоким содержанием парафинов, смол и асфальтенов. Данная особенность нефти усугубляется тем, что в Западной Сибири большинство нефтяных месторождений располагается либо в суровых условиях крайнего Севера, либо в районах, приравненных к таким: экстремально низкая температура окружающей среды, наличие многолетней мерзлоты и т.д.

Для осуществления добычи, сбора и транспортировки высокопарафинистой нефти применяют различные методы улучшения их реологических свойств: химические реагенты, электронские разряды, магнитные и ультразвуковые поля.

Одним из распространенных способов является тепловая обработка данных аномальной нефти [5]. В процессе термообработки нефть нагревается до определенной температуры и затем охлаждается. При нагреве нефти происходит полное или частичное растворение твердых парафинов. При охлаждении парафинистой нефти образуются кристаллы парафина, которые соединяются в кристаллическую структуру той или иной прочности. Прочность структурной решетки зависит от размеров кристалла парафина и наличия в нефти смол и асфальтенов. Многие авторы в своих работах подчеркивают, что термообработка значительно улучшает реологические свойства высокопарафинистой нефти. Однако исследования показали, что тепловая обработка не всегда дает положительный эффект. При данном воздействии на нефть могут наблюдаться отличные от общепринятых зависимости реологических свойств, температуры застывания и размера образующихся частиц.