ОБВОДНЕННОСТЬ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН И ВЛИЯНИЕ ЕЕ НА ОСЛОЖНЯЮЩИЕ ФАКТОРЫ В ДОБЫЧЕ НЕФТИ

В. А. НАСЫРОВ начальник отдела Ижевского нефтяного научного центра Ижевск
Ю.В. ШЛЯПНИКОВ гл. инженер НГДУ « Киенгоп» VANasyrov@udmurtneft.ru
А. М. НАСЫРОВ доцент Удмуртского Гос. Университета

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Обводненность продукции скважин, аномально-вязкие эмульсии, погрешность измерения содержания воды, влагосодержание, большеобъемная проба, асфальтосмолистые парафиновые отложения, интенсивность коррозии, сульфид железа

Предложены границы подразделения скважин в группы по уровню содержания воды в добываемой продукции. Выявлены причины большой погрешности при измерении содержания воды в продукции высокообводненных скважин. Изложено влияние обводненности продукции скважин на осложняющие факторы в добыче нефти.

1. Группы скважин по уровню обводненности продукции.

В настоящее время в литературных источниках и нормативно -технических документах нет четкого разделения скважин по уровню обводнения. Однако с учетом технологических особенностей продукции скважин и эмульсий целесообразность в разделении скважин по уровню обводнения имеется. Скважины по уровню обводненности можно подразделить на 4 группы.

Первая группа – с содержанием воды в продукции скважины до 40%. Дисперсионная среда при этом – нефть, дисперсная фаза – вода. Механическое перемешивание не создает аномально-вязких эмульсий. Эту группу надо отнести к малообводненому фонду скважин.

Вторая группа – скважины с продукцией средней обводненности – от 40 до 75% воды в скважинной продукции. В интервале этой обводненности происходит инверсия фаз: эмульсия вода в нефти превращается в эмульсию нефть в воде. При механическом перемешивании создаются аномально-высоковязкие эмульсии, обладающие структурообразующими и тиксотропными свойствами. Такие эмульсии разлагают подогревом, добавлением дезмульсаторов, воздействием электрических и магнитных полей.

Третья группа 75-95% обводненности: эмульсия быстро разлагается на нефть и воду с достаточно четким разделом фаз. При этом вязкость жидкости небольшая и по величине может быть даже ниже вязкости чистой нефти. Эта группа называется высокообводненным фондом.

Четвертая группа скважин – это группа с предельной обводненностью продукции 95% и выше. При этом вязкость жидкости близка к вязкости пластовой воды. Устойчивая эмульсия не создается при перемешивании с любой интенсивностью, водо-нефтяная смесь быстро расслаивается на нефть и воду.

При существующей системе сбора нефти и газа и отбора проб жидкости на содержание воды точный замер обводненности продукции высокообводненных скважин представляет определенную трудность в отличие от продукции скважин с малой и средней обводненностью.

2. Причины высокой погрешности при измерении содержания воды *в продукции высокообводненных* скважин.

1. В зависимости от способа эксплуатации скважин, от величины газового фактора, от структуры жидкости в подъемных трубах могут быть значительные отклонения в содержании воды в добываемой жидкости при отборе проб на устье. Как известно, различают три вида структуры потока в НКТ:
   - пробковая
   - пузырьковая
   - стержневая ▶

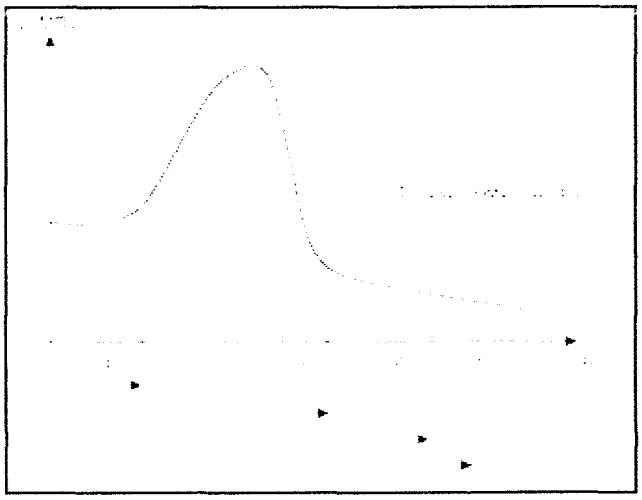

Рис.1. Зависимость вязкости нефти от содержания воды. Стрелками показаны стадии обводнения продукции скважины: 0-40% – малая обводненность, 40-75% – средняя обводненность, 75-95% – высокая обводненность, 95-100% – предельная обводненность.

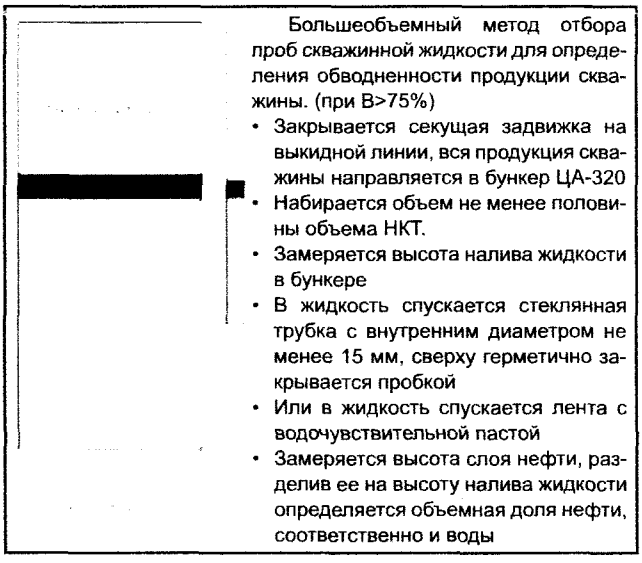

Рис.2. Метод уточнения содержания воды при высокой и предельной обводненности продукции скважин.

Наиболее серьезным ошибкам приводит пробковая структура потока, поскольку в подъемных трубах создаются условия для разделения фаз нефти и воды. Поэтому, если при отборе проб продукции скважин на устье оказалось начало пробки – будет одно содержание воды, конец пробки жидкости – *другое содержание воды.*

2. При измерении обводненности продукции скважины очень важное значение имеет конструкция и способ установки пробозаборного устройства.

В настоящее время в на промыслах применяется 3 варианта устьевых пробозаборных устройств (варианты 1-3, рис. 3). Данные конструкции пробозаборных устройств обеспечивают удовлетворительную *достоверность результатов замера* обводненности в интервале 0-75%. В случае более высокой обводненности продукции скважин указанные варианты пробоотборников дают погрешность до 10% и более, независимо от того, есть многоточечный отбор (вариант-3), или нет. Причиной этому является то, что скорость течения жидкости обратно пропорционально величине вязкости. Вязкость *воды десятки раз меньше вязкости нефти*, поэтому в емкости для набора пробы всегда больше воды, чем есть на ▶

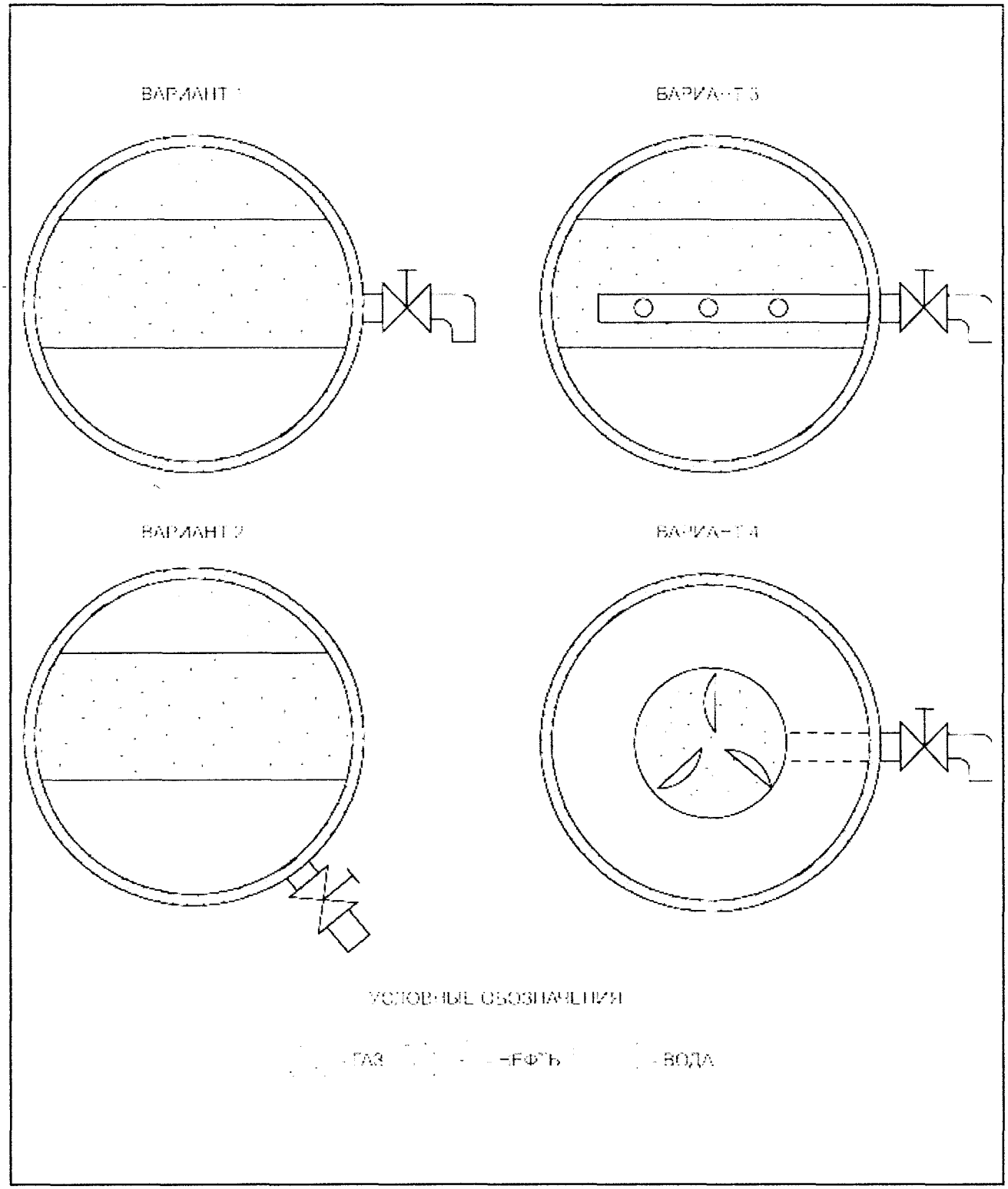

Рис.3. Применяемые (вариант 1-3) и предлагаемый способы установки пробозаборного устройства.

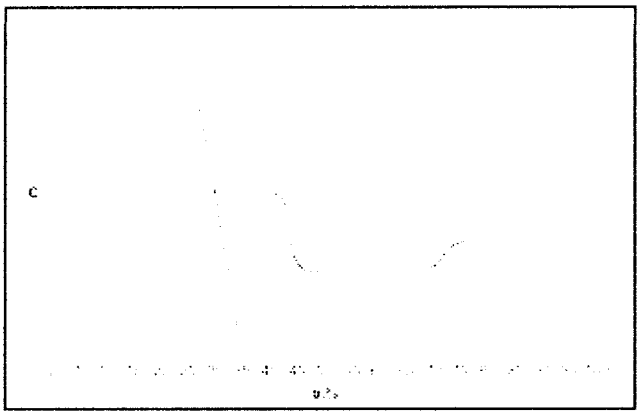

Рис.4. Зависимость интенсивности отложений АСПО от содержания воды в продукции скважин для ЭЦН5-80-1200 и НГН-44.

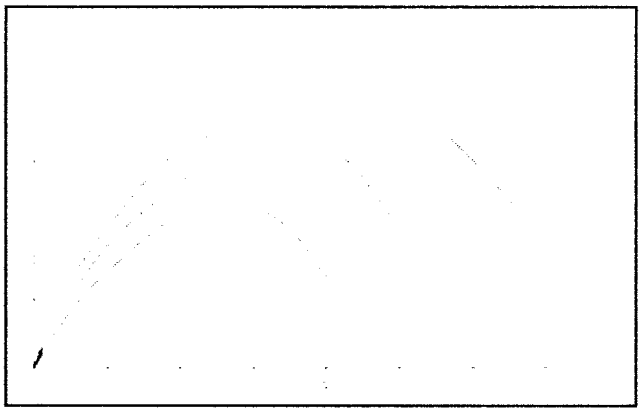

Рис.5. Зависимость интенсивности АСПО от скорости потока для различных вязкостей добываемой жидкости. μ1-10мПас; μ2- 30мПас; μ3-150мПас.

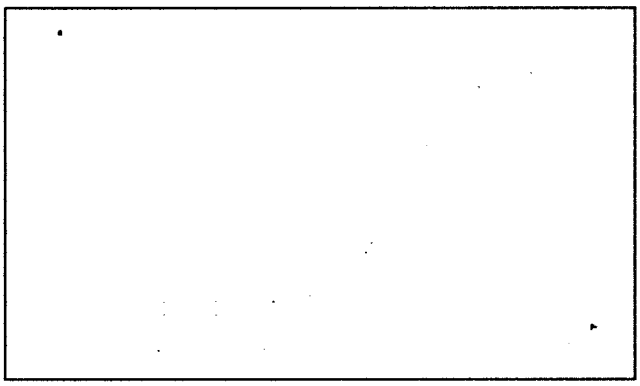

Рис.6. Характер изменения агрессивности добываемой жидкости от обводнения продукции скважины.

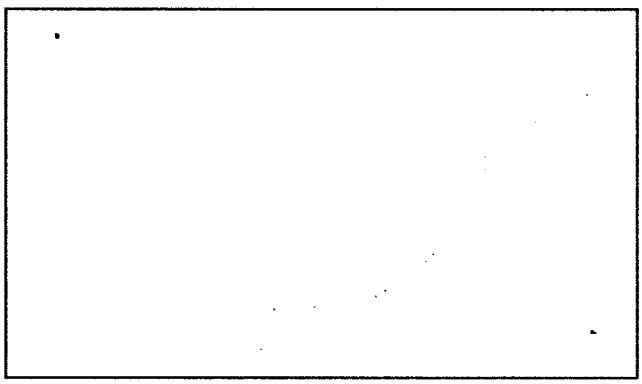

Рис.7. Зависимость интенсивности отложений сульфида железа от обводнения продукции скважин на Мишкинском месторождении нефти.

самом деле в продукции скважины.

3. Третья причина погрешности – ошибка при измерении процента воды в химико-аналитических лабораториях. Эта составляющая погрешности весьма мала и не превышает 1-1.5%.

Таким образом, основная погрешность при измерении обводненности скважин по существующей технологии возникает при отборе проб жидкости на устье скважины из-за несовершенства пробозаборных устройств и неравномерности структуры потока.

3. Предложения по снижению погрешности при измерении обводненности продукции скважин.

Одним из основных методов снижения погрешности при измерении содержания воды в продукции высокообводненных скважин может служить применение диспергаторов жидкости на месте отбора проб (см. вариант 4.приложение 9.2.)

В этом случае проба отбирается с турбулентного потока, где раздел фаз нефть-вода не существует. Применение диспергаторов значительно повышает достоверность измерений содержания воды в жидкости скважины.

Примером может служить скв. 371 Гремихинского месторождения, где установлен на устьевой обвязке « Узел технологического контроля» в порядке эксперимента с 2004г. На устье этой скважины имеется возможность отбирать пробу с обычного пробоотборника и диспергатора. При обводненности продукции ниже 70% разница в влагосодержании проб с обычного пробоотборника и диспергатора небольшая, а при обводненности выше 70% с обычного пробоотборника содержание воды на 4-10% выше, чем с диспергатора.

Применение таких неточностей недопустимо при предельной обводненности продукции скважин , поскольку речь при этом уже идет о рентабельности эксплуатации скважин. Например, УЭЦН 5-160-1300 работает с дебитом жидкости 150м^3/сутки при обводненности продукции согласно отобранным пробам традиционным способом – 98%. При более точном измерении и при уточнении отбора проб большеобъемным методом оказалась обводненность 93%. Таким образом в первом случае суточный дебит нефти равнялся 3м^3, во втором случае 10.5% м^3, т.е. уже о нерентабельности речь не может идти.

4. Большеобъемная проба продукции скважин.

Как было отмечено выше, что в лифте скважины и пробозаборном устройстве на монифольде скважины происходит значительное искажение влагосодержания продукции скважины, в большинстве случаев в сторону увеличения влагосодержания. В целях более точного измерения влагосодержания продукции скважины рекомендуется отбирать большеобъемные пробы жидкости. Чтобы исключить или уменьшить влияние структуры потока жидкости в подъемных трубах обьем пробы предлагается брать не менее половины обьема НКТ. При отборе проб высокообводненная скважина работает только на отдельную емкость (см.рис. 2.). После отбора пробы жидкости дается небольшой отстой (в пределах одного часа) для дегазации жидкости и разделения фаз.

Следующим шагом является измерение высоты налитой жидкости и высоты слоя нефти путем набора жидкости в стеклянную трубку или определение толщины слоя нефти с помощью водочувствительной ленты.

Разделив высоту слоя нефти в стеклянной трубке на высоту набранной жидкости в емкости определяется предварительный результат измерения содержания нефти в продукции скважины. Для более точного определения содержания воды отобранный слой нефти направляют в ХАЛ для измерения остаточного содержания воды, результат которого прибавляют к предварительному результату определения влагосодержания продукции.

Большеобъемный отбор пробы применяется для уточнения влагосодержания продукции высокообводненной скважины для принятия решения о рентабельности ►

эксплуатации скважины с этого горизонта, перед переводом скважины в бездействие или на другой горизонт.

Альтернативой большеобъемному отбору проб является применение автоматических поточных приборов по измерению влагосодержания продукции скважины. Интегральный показатель влагомера за 8 часов полностью бы ликвидировала погрешность измерения содержания воды из-за структуры потока жидкости по трубе. Однако, отечественная промышленность пока не выпускает влагомеры необходимой точности измерения для высокообводненных сред.

4. Влияние содержания воды в продукции скважины на осложняющие факторы.

4.1. Интенсивность отложения асфальтосмолистых парафиновых отложений (АСПО) на стенках насосно-компрессорных труб (НКТ) в зависимости от обводнения продукции скважины изучена, в основном, в промысловых условиях методом наблюдения отложений при текущих и капитальных ремонтах скважин, а также методом анализа частоты спуска скребков и горячих промывок скважин.

Зависимость интенсивности отложений АСПВ от обводненности для способов эксплуатации УЭЦН и СШНУ для большинства изученных месторождений Удмуртской Республики имеет вид, как показано на рис.4.

Характер, глубина, и интенсивность АСПО в начальной стадии эксплуатации скважин СШНУ и УЭЦН (до обводненности продукции 15-20%) значительных расхождений не имеют. Однако при достижении обводненности продукции скважин 30-35% интенсивность отложений в НКТ при эксплуатации УЭЦН резко снижается. Как видно из графика (рис.4.), интенсивность асфальтосмолистых парафиновых отложений (АСПО) после достижения обводненности продукции 30-35% при эксплуатации УЭЦН приближается к нулю. Эта закономерность установлена для Архангельского, Ельниковского, Киенгопского и других месторождений. Причина такого явления детально не изучена. Однако, учитывая проявления указанного факта практически на всех месторождениях с различными свойствами нефти и газовым фактором, можно предположить, что при достижении обводненности 30-35% в центробежных колесах насоса образуется достаточное количество центров кристаллизации парафина, что способствует образованию кристаллов парафина в массе нефти и снижает интенсивность кристаллизации парафина непосредственно на стенках НКТ. При этом надо заметить, что подача деэмульсаторов нарушает проявление вышеуказанной закономерности.

Для СШНУ такая последовательность, как для УЭЦН, не наблюдается. В интервале максимальной вязкости жидкости (40-75% обводнения) наблюдается снижение интенсивности отложений парафина, уменьшается и количество горячих обработок, в дальнейшем интенсивность отложения парафина незначительно повышается.

Поскольку вязкость добываемой продукции в подъемных трубах в значительной степени зависит от обводнения, а интенсивность АСПО, в свою очередь, зависит от вязкости жидкости, то характер проявления этих величин в зависимости от скорости потока по результатам эмпирических оценок представлен на рисунке 5. Таким образом, можно констатировать, что изменение содержания воды в продукции скважин значительно влияет на интенсивность АСПО на скважинном оборудовании.

4.2. Влияние содержания воды в добываемой продукции на реологические свойства жидкости.

По мере появления воды в добываемой продукции происходят изменения в реологических свойствах нефти. Эти изменения до уровня обводнения 35-40% незначительны и существенного влияния на работу скважинного оборудования не оказывают. Однако при дальнейшем увеличении содержания воды в добываемой продукции начинает образовываться устойчивая высоковязкая эмульсия вода в нефти, обладающая структурообразующими и тиксотропными свойствами (см.рис.1). Максимальная вязкость этой эмульсии, превышающая вязкость нефти в десятки и сотни раз, достигается при обводнении 55-65%. Такая вязкость в первую очередь влияет на работу СШНУ: повышаются амплитудные нагрузки на колонну штанг, увеличиваются гидравлические трения штанг при ходе их вниз нередко до значения веса колонны штанг, что приводит к зависанию штанговой колонны. УЭЦН тоже снижает коэффициент подачи, повышается нагрузка на ПЭД до 10-15%, требуется применять более высоконапорные насосы.

При достижении обводнения 75% и более эмульсия теряет устойчивость, создается дисперсия нефть в воде с небольшой вязкостью. Если пластовая нефть имеет высокую вязкость, из-за чего не применялась УЭЦН, то после 80% обводнения можно применять УЭЦН с хорошими коэффициентами подачи. Примером может служить Гремихинское месторождение Удмуртской Республики с высоковязкими нефтями, где в начальный период применялся только способ эксплуатации с помощью СШНУ, а при высоком обводнении 30% фонда эксплуатируется УЭЦН.

4.3.Влияние содержания воды в продукции скважины на интенсивность коррозии.

На скорость коррозии скважинного оборудования оказывают влияние многие факторы, такие как минерализация воды, температура жидкости, наличие растворенных в жидкости агрессивных газов и других химически активных элементов, скорость потока и другие. Влияние содержания воды в продукции скважин на скорость коррозии металла нефтепромыслового оборудования изучалось по результатам статистического анализа порывности нефтепроводов на отдельных месторождениях и путем анализа скорости коррозии образцов свидетелей, установленных на выкидных линиях скважин. Надо сказать, что разброс данных достаточно большой, однако характер изменения агрессивности добываемой жидкости в зависимости от обводнения по большинству месторождений прослеживается и имеет вид, как показано на рис.6.

Надо отметить, что до обводненности 45-50% интенсивность порывов идентичных трубопроводов и скорость коррозии, определенная по образцам свидетелям, остается практически на одном уровне. Далее начинает резкий рост этих показателей и стабилизация на уровне обводнения 80%. Причина резкого роста интенсивности коррозии оборудования объясняется выпадением свободной воды из водонефтяной эмульсии и применением деэмульсаторов для борьбы с эмульсией.

4.4. Влияние обводненности продукции скважин на отложения солей на скважинном оборудовании на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» графически показать не представляется возможным из-за большого разброса данных. Единственно, что имеет определенную закономерность, это интенсивность отложений сульфида железа на скважинном оборудовании в зависимости от обводнения продукции. Закономерность выявлена в результате многочисленных химических анализов осадков на скважинном оборудовании на Мишкинском нефтяном месторождении. Характер зависимости показан на рис.7. Это практически прямая зависимость в стадии высокого обводнения продукции скважин. В интервале малого обводнения продукции скважин данные малочисленны и имеют большой разброс показателей, поэтому показать графически не представляется возможным.

Выводы.

1. Повышение содержания воды в продукции скважин снижает негативное влияние АСПО на работу скважинного оборудования.
2. В интервале обводнения продукции скважин 40-75% создается водонефтяная эмульсия, обладающая структурными и тиксотропными свойствами, что снижает коэффициент подачи насосов и может привести к зависанию штанговой колонны.
3. Интенсивное повышение коррозионной активности скважинной продукции наблюдается в интервале обводнения 50-80% с дальнейшей стабилизацией этого показателя.
4. В интервале высокого обводнения скважинной продукции интенсивность образования отложений сульфида железа на скважинном оборудовании находится в прямой зависимости от содержания воды в продукции скважины. По другим минеральным солям четкой закономерности не обнаружено. ■