

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	6
1 Способы определения обводненности продукции нефтедобывающих скважин	8
1.1 Явление гравитационного разделения скважинной продукции в зоне устьевой арматуры	10
1.2 Исключение гравитационного разделения скважинной продукции в приуставьевой зоне с помощью устьевого турбулизатора	15
1.2.1 Конструкция турбулизатора	15
1.2.2 Эффективность применения смешивающего устройства на высоковоодненных скважинах НГДУ "Чекмагушнефть"	18
1.3 Отбор объемных проб жидкости из нефтедобывающих скважин .	24
1.3.1 Технология отбора скважинной жидкости в емкость объемом 1–3 м ³	24
1.3.2 Оценка состава объемной пробы после гравитационного разделения	28
1.3.3 Оценка состава объемной пробы без ожидания расслоения на нефть и воду	30
1.4 Определение обводненности пластовой жидкости во внутрискважинной зоне	32
1.4.1 Оценка обводненности после разделения фаз в колонне НКТ ..	32
1.4.2 Разработка технологии оценки обводненности СП по датчикам давления	33
2 Определение уровня жидкости в скважинах	38
2.1 Существующие методы определения уровня жидкости в скважинах	39
2.2 Определение уровня жидкости в скважине по данным стационарных датчиков давления	43
2.2.1 Методика проведения измерений	43
2.2.2 Обучающие алгоритмы для интеллектуальной скважины ..	48
2.3 Определение уровня жидкости в межтрубном пространстве скважины путем создания акустических волн в различных средах	54
2.4 Стационарное расположение генератора акустической волны в жидкой среде	59
2.5 Определение уровня жидкости в скважине путем изменения характеристики попутного нефтяного газа в межтрубном пространстве	62
3 Изучение газосодержания скважинной продукции	69
3.1 Существующие технологии определения газосодержания в продукции нефтедобывающих скважин	69
3.2 Конструкция устройства по определения газосодержания скважинной жидкости на устье скважины	72

3.3 Дифференциация газового фактора скважин по областям залежи нефти пластово-сводового типа	74
3.4 Способ определения количества свободного газа на приеме глубинного насоса	76
3.5 Определение давления насыщения нефти газом во внутрискважинной зоне	79
3.6 Оценка технологических потерь легких углеводородов в скважинах ..	86
3.7 Технологии по снижению потерь углеводородов на скважинах ..	91
3.7.1 Утилизация газа с помощью промежуточной емкости	92
3.7.2 Удаление остаточного газа из межтрубного пространства скважин	96
4 Реперные технологии количественной диагностики отложений в скважинах и трубопроводах	100
4.1 Классификация реперных технологий	100
4.2 Температура скважинной продукции в качестве информационного показателя	104
4.3 Изменение состава скважинной продукции с помощью частотного регулятора тока глубинного погружного электродвигателя УЭЦН ..	111
4.4 Оценка объема твердых отложений в трубопроводах с помощью переносных расходомеров	113
4.5 Диагностика объема отложений в трубопроводах по параметру "давление"	118
4.6 Определение высоты отложений в емкостном оборудовании под давлением	122
5 Удаление АСПО в скважинах и трубопроводах. Исследования и технологии применения реагентов	126
5.1 Значимые факторы процесса удаления АСПО органическими растворителями	126
5.2 Растворение асфальтосмолапарфиновых веществ в органических растворителях	128
5.3 Исследование внутреннего состояния лифтовых труб и удаление АСПО	133
5.4 Диагностика трубопроводов и организация динамического воздействие на отложения растворителем	139
6 Контролирование эффективности нефтедобычи с помощью реперной составляющей сероводородсодержащих нефтяных месторождений	144
6.1 Средства оперативного измерения сероводорода как реперной составляющей в скважинной продукции	144
6.1.1 Иодометрическое определение сероводорода	144
6.1.2 Хроматографический способ по ГОСТ Р50802-95	145

6.1.3 Экспресс-способ с помощью анализатора АСЖ-02	147
6.1.4 Сравнительная оценка применимости различных способов определения сероводорода в воде и нефти	151
6.1.5 Технологии измерений фирм Drager и Baker Petrolite	156
6.2 Совершенствование экспресс-способа анализа проб жидкости с высоким содержанием сероводорода	158
6.3 Разработка способа определения концентрации сероводорода в скважинной и трубопроводной продукции находящейся под давлением	165
6.4 Оценка герметичности и эффективности системы сбора и подготовки нефти и воды по балансу природного индикатора	171
6.5 Оценка гидродинамической связи между скважинами	175
6.6 Разделение добычи нефти двухпластового объекта разработки	177
7 Конструкции устьевых пробоотборников и спуско-подъемных устройств для исследования скважин	182
7.1 Устьевые скважинные пробоотборники	182
7.1.1 Устьевые пробоотборники с защитой ходовой резьбы от коррозии	182
7.1.2 Пробоотборник кулачкового типа	184
7.1.3 Пробоотборник с магнитным наконечником	187
7.2 Устьевые ролики для спуско-подъемных операций глубинных приборов	188
Заключение	193
Список литературы	195