

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД ПРИ ВЫБОРЕ РАЦИОНАЛЬНЫХ СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН	4
1.1. Классификация способов эксплуатации скважин	4
1.2. Методики выбора способа эксплуатации скважин. Экспертные оценки	10
1.3. Экономические критерии, характеризующие способ добычи нефти	23
1.4. Использование показателей надежности при выборе способов эксплуатации	32
1.4.1. Влияние осложняющих факторов на отказы глубиннонасосного оборудования	32
1.4.2. Оценка влияния геолого-технологических факторов на показатели надежности нефтепромыслового оборудования ...	40
1.5. Постановка задачи выбора способа эксплуатации с вариантом компоновки скважинного оборудования	47
2. РАЗРАБОТКА МЕТОДА ВЫБОРА СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГРУППЫ СКВАЖИН	51
2.1. Структура метода. Система взаимосвязанных задач выбора рациональных способов эксплуатации	51
2.2. Реализация системного принципа при отсутствии в достаточном объеме геолого-промысловой информации для учета взаимовлияния между скважинами	59
3. ОЦЕНКА ДОБЫВНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ СКВАЖИН С УЧЕТОМ ТЕХНОГЕННЫХ ПРОЦЕССОВ	69
3.1. Анализ техногенных процессов ухудшения продуктивности добывающих скважин	69
3.1.1. Физические процессы, протекающие в околоскважинных зонах	69
3.1.2. Способы моделирования околоскважинных зон	73
3.2. Оценка влияния на добывные возможности скважин зависимости проницаемости системы от эффективного напряжения	80
3.3. Оценка влияния на добывные возможности скважин снижения проницаемости системы по жидкости	91
3.3.1. Влияние роста водонасыщенности при заводнении	91

3.3.2. Влияние роста газонасыщенности при снижении забойного давления ниже давления насыщения пластовой нефти газом	92
3.4. Снижение продуктивности скважин при заводнении активными подошвенными водами	98
3.5. Оценка добывных возможностей скважин при добыче нефти повышенной вязкости	112
3.5.1. Модель притока к забоям скважин при изменении вязкости нефти	112
3.5.2. Модель притока к забоям скважин при изменении коэффициента подвижности нефти	120
3.5.3. Оценка возможного прироста дебита за счет воздействия на ПЗС при наличии аномальных свойств нефти	129
3.6. Оценка параметров моделей притока на основе данных гидродинамических исследований скважин и мониторинга процесса разработки	133
4. СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ	139
4.1. Основные факторы, осложняющие скважинную добычу нефти ...	139
4.2. Эксплуатация скважин установками электрических погружных центробежных насосов	146
4.2.1. Основные положения	146
4.2.2. Характеристики погружных центробежных насосов	147
4.2.3. Корректировка паспортных характеристик центробежного насоса	150
4.2.4. Влияние вязкости откачиваемой жидкости на характеристики погружного центробежного насоса ..	152
4.2.5. Влияние водонефтяных эмульсий на работу погружного центробежного насоса	157
4.2.6. Особенности подбора вариантов компоновки УЭЦН при повышенном газосодержании на входе насоса	164
4.2.7. Подбор вариантов компоновки скважинного оборудования при использовании УЭЦН без газосепаратора	167
4.2.8. Подбор вариантов компоновки скважинного оборудования при использовании УЭЦН с газосепаратором	184
4.2.9. Струйные аппараты и исследование их работы	188
4.2.9.1. Принцип работы и расчет основных характеристик	188
4.2.9.2. Основные результаты экспериментального исследования работы струйных насосов при инжектировании газожидкостных смесей	198

4.2.9.3. Метод расчета характеристики струйного насоса, инжектирующего газожидкостные смеси	202
4.2.9.4. Основные закономерности работы струйных насосов на вязких жидкостях	204
4.2.9.5. Расчет параметров струйного насоса, инжектирующего вязкие жидкости	207
4.2.9.6. Струйные насосные установки с поверхностным силовым приводом	210
4.2.10. Тандемные установки	215
4.2.10.1. Принципиальная схема тандемной установки «ЭЦН-СН»	215
4.2.10.2. Основы расчета параметров тандемных установок «УЭЦН-СН»	217
4.2.10.3. Методика и алгоритм расчета глубины спуска тандемной установки и места установки струйного насоса	218
4.2.10.4. Методика и алгоритм расчета подачи тандемной установки	221
4.2.11. Проблемы освоения скважин УЭЦН	225
4.3. Эксплуатация скважин штанговыми глубиннонасосными установками	228
4.3.1. Основные технологические осложнения при эксплуатации обводненных глубиннонасосных скважин	228
4.3.2. Подбор вариантов компоновки скважинного оборудования при использовании СШНУ	239
4.3.2.1. Расчет показателей эффективности скважинной штанговой насосной установки	239
4.3.2.2. Последовательность расчетов при выборе режима работы скважины для заданного варианта компоновки СШНУ.	249
4.3.3. Анализ эффективности мероприятий по оптимизации работы обводненных глубиннонасосных скважин	250
4.3.4. Учет интерференции скважин с СШНУ при оптимизации их работы	270
4.3.5. Постановка и решение задачи оптимизации работы группы обводненных глубиннонасосных скважин при реализации системного подхода	286
4.4. Реализация системного принципа при обосновании способа эксплуатации группы добывающих скважин	290
5. МОДЕЛИ МНОГОКРИТЕРИАЛЬНОГО ВЫБОРА ВАРИАНТОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН	309
5.1. Формирование обобщенных показателей эффективности при выборе способа эксплуатации	309

5.2. Применение методов многокритериального анализа	311
5.2.1. Применение методов теории статистических решений ..	311
5.2.2. Применение метода анализа иерархий	314
5.3. Применение алгоритмов многокритериального анализа для выбора рационального способа эксплуатации скважины ...	320
5.3.1. Формирование исходной информации	320
5.3.2. Пример применения метода анализа иерархий для выбора способов эксплуатации	325
5.3.3. Пример выбора способов эксплуатации по критерию Гурвица	330
5.4. Применение алгоритмов многокритериального анализа для выбора рациональных вариантов компоновки скважинного оборудования	332
5.4.1. Формирование исходной информации	332
5.4.2. Расчет стоимости оборудования и энергозатрат	334
5.4.3. Выбор наилучшей компоновки скважинного оборудования	337
5.5. Учет эксплуатационной надежности при оценке экономической эффективности способов эксплуатации и вариантов компоновки скважинного оборудования	339
5.6. Постановка задачи выбора вариантов технического оснащения группы скважин с учетом ресурсных ограничений	341
5.7. Алгоритм приближенного решения задачи	343
5.7.1. Описание алгоритма оптимизации	343
5.7.2. Выбор величины штрафных коэффициентов	347
5.8. Задача выбора вариантов с дробной функцией цели и алгоритм ее решения	353
5.9. Согласование выбора режимов работы скважин с выбором способов их эксплуатации и вариантов технического оснащения	356
6. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ, СВЯЗАННЫХ РЕСУРСНЫМИ ОГРАНИЧЕНИЯМИ	358
6.1. Анализ процессов разработки залежей нефти как объектов моделирования	358
6.2. Проблемы проектирования разработки группы залежей	362
6.3. Существующие модели формирования вариантов разработки группы залежей	367
6.3.1. Применение моделей и методов целочисленного программирования	367
6.3.2. Применение моделей и методов нелинейного программирования и оптимального управления	370

6.4. Обобщенная задача выбора вариантов	375
6.5. Метод решения обобщенной задачи выбора вариантов	381
6.6. Формирование предварительных вариантов разработки	388
6.6.1. Последовательная стратегия формирования предварительных вариантов разработки	388
6.6.2. Формирование предварительных вариантов на основе агрегированных моделей разработки	391
6.7. Агрегированные модели разработки нефтяных залежей	395
6.8. Алгоритмы оптимизации разработки отдельной залежи	402
6.8.1. Оптимизация разработки залежи при мгновенном вводе скважин	402
6.8.2. Возможные обобщения модели оптимизации	405
6.9. Модели и алгоритмы формирования предварительных вариантов разработки группы залежей	411
6.9.1. Оптимальное распределение добычи нефти по залежам с выбором технологий разработки	411
6.9.2. Оптимизация и распределение технологий повышения нефтеотдачи пластов по группе залежей	417
6.9.2.1. Модель и алгоритм оптимизации и распределения методов увеличения нефтеотдачи пластов по группе залежей	417
6.9.2.2. Пример решения задачи оптимизации и распределения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов	425
Список литературы	430