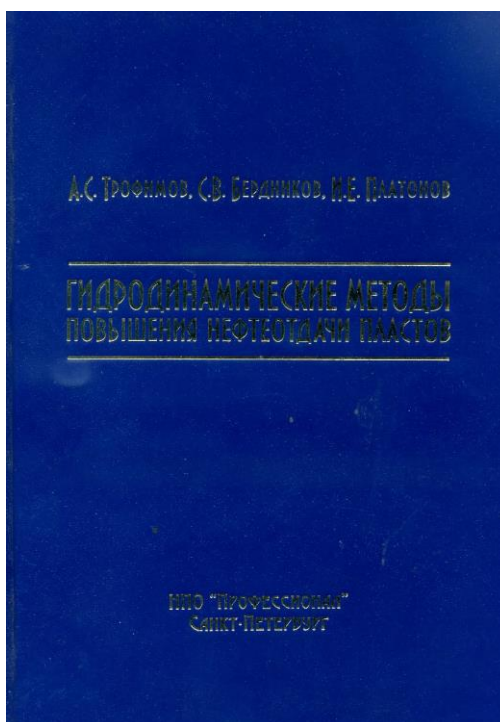


ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

А.С. Трофимов,
С.В. Бердников,
И.Е. Платонов



Содержание

ВВЕДЕНИЕ	6
1. МЕТОД УПРАВЛЯЕМОЙ ДЕПРЕССИИ	10
1.1. Научно-методическое обоснование воздействия на пласт управляемой депрессии	10
1.2. Анализ внедрения управляемой депрессии на Вынгапурском месторождении	18
1.3. Краткий анализ испытания, освоения и интенсификации притока на некоторых месторождениях Западной Сибири с использованием метода управляемой депрессии	35
1.4. Опыт применения метода управляемой депрессии на пласте Самотлорского месторождения	35
1.5. Опыт применения метода управляемой депрессии на пласте АВ2–3 Самотлорского месторождения	39
1.6. Опыт применения метода управляемой депрессии на пласте (рябчик) Самотлорского месторождения	43
1.7. Опыт применения метода управляемой депрессии на пласте БВ10 Самотлорского месторождения	47
1.8. Опыт применения метода управляемой депрессии на пласте АВ4–5 Самотлорского месторождения	50

1.9. Опыт применения метода управляемой депрессии на пласте Самотлорского месторождения	53
1.10. Выводы	57
2. РАЗУКРУПНЕНИЕ МНОГОПЛАСТОВЫХ ОБЪЕКТОВ	61
2.1. Использование многопакерных компоновок для одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях	61
2.2. Инженерное сопровождение технологии одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов одной скважиной	67
2.3. Внедрение одновременно-раздельной закачки на Приобском месторождении	68
2.4. Анализ реализуемой системы разработки. Оценка извлекаемых и трудноизвлекаемых запасов	75
2.4.1. Анализ запасов нефти пласта	75
2.4.2. Анализ запасов нефти пласта	79
2.4.3. Анализ запасов нефти пласта	82
2.5. Оценка эффективности разукрупнения объекта	+ + 86
2.6. Выводы	93
3. НЕСТАЦИОНАРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ	94
3.1. Основные принципы технологии нестационарного заводнения	94
3.2. Результаты работ по нестационарному заводнению на месторождениях Западной Сибири	96
3.2.1. Анализ применения гидродинамических методов (ГДМ) повышения нефтеотдачи пласта на месторождениях ТПП «Покачевнефтегаз»	99
3.3. Выводы	156
4. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА ОБЪЕКТЕ АВ1–2 САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	157
5. ТРАНСФОРМАЦИЯ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ (НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА ЮВ1 ХОХРЯКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)	170
5.1. Характеристика проектных решений	170
5.2. Анализ структуры нагнетательного фонда скважин	170
5.3. Извлекаемые запасы нефти при интенсификации системы разработки	180
5.4. Сопоставление проектных и фактических показателей разработки	182
5.5. Вывод	187
6. ОБОСНОВАНИЕ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ	188
6.1. Характерное расстояние между линией нагнетания и изолинией максимального сосредоточения остаточных подвижных запасов нефти	188
6.2. Длина полуволны	188
6.3. Длительность полуцикла	188
6.4. Коэффициент нестационарности	198
6.5. Прирост коэффициента нефтеизвлечения	204
7. РАЗРАБОТКА ПЛАСТА С ЗАБУРИВАНИЕМ БОКОВЫХ СТВОЛОВ	205
7.1. Сущность зарезки бокового ствола. Классификация	206
7.2. Подготовительные работы, проводимые заказчиком	207
7.2.1. Мобилизация буровой установки, инспекция, инвентаризация и подготовка площадки	208

7.3. Выбор и расчет профиля бокового ствола скважины	210
7.4. Проектирование конструкции скважины, восстанавливаемой методом зарезки бокового ствола	215
7.5. Выбор способа забуривания бокового ствола	216
7.5.1. Выбор глубины вырезания колонны для забуривания бокового ствола	217
7.5.2. Вырезка окна в обсадной колонне	217
7.5.3. Выбор инструмента для вырезания окна в эксплуатационной колонне	219
7.5.4. Вырезка окна	220
7.5.5. Важные предостережения по дальнейшему бурению скважин с вырезанным окном	221
7.6. Расчет установки цементного моста	221
7.7. Выбор и расчет рациональных схем компоновок нижней части бурильной колонны для бурения бокового ствола скважины	223
7.7.1. Определение длины УБТ диаметром 108 мм, необходимой для создания нагрузки на долото	223
7.7.2. Выбор КНБК для бурения бокового ствола	225
7.8. Бурение бокового ствола	227
7.9. Технология спуска и крепления хвостовика	228
7.9.1. Подготовка скважины к спуску хвостовика	229
7.9.2. Определение удлинения колонны-хвостовика	230
7.9.3. Расчет необходимого количества цементного раствора и его составляющих для цементирования хвостовика	230
7.9.4. Спуск хвостовика	232
7.10. Освоение скважин с боковыми стволами	233
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	235
ЛИТЕРАТУРА	239