МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВСЕСОЮЗНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
(ВНИИ)

Р У К О В О Д С Т В О

ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ПРИМЕНЕНИЮ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ

РД - 39 - I - 72 - 78

1978 г.

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ

(ВНИИ)

УТВЕРЖДЕНО:

Заместитель Министра

нефтяной промышленности

Халимов З.М.

"13" июня 1978г.

Р У К О В О Д С Т В О

ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ПРИМЕНЕНИЮ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ

РД – 39 – I –72 – 78

1978 г.

Руководство предназначено для использования научно-исследовательскими и проектными организациями, осуществляющими проектирование разработки нефтяных месторождений с применением новых методов увеличения нефтеотдачи.

Работа выполнена коллективом авторов ВНИИ в составе: Сургучева М.Л., Гогунова А.Т., Цыпковой О.Э., Мыхтарянца С.А., Сафронова В.И., Шароватовой П.П., Дергунова Н.В., Балашовой Т.В., Пекун Н.Г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Р У К О В О Д С Т В О

ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ПРИМЕНЕНИЮ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ

РД 39 - I - 72 - 78

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности № 365 от 18 июля 1978 г. срок введения с 01.08.78

Срок действия

I. ВВЕДЕНИЕ

Метод разработки месторождений с применением заводнения известен своей высокой эффективностью и позволяет достигать нефтеотдачу порядке 40-50%. Однако нефтеотдача и полнота охвата пластов заводнением резко снижается при условии степени неоднородности пластов. В сильно неоднородных пластах малопроницаемые нефтенасыщенные участки и прослои могут оставаться не охваченными заводнением, что ведёт к снижению коэффициентов охвата и конечной нефтеотдачи.

Одним из эффективных способов увеличения коэффициента охвата является метод циклического заводнения с переменой направления фильтрационных потоков в пласте и применением оптимальных давлений нагнетания. Циклическое заводнение (воздействие) - это воздействие на пласта, осуществляемое при периодических изменениях давления (расхода) нагнетаемой и отбираемой жидкости. Перемена направлений фильтрационных потоков создается попеременной работой нагнетательных, а также эксплуатационных скважин различного положения. Оптимальными давлениями нагнетания в ряде случаев могут быть давления порядки горного, существенно влияющие на проницаемость и пористость пласта. Указанные методы впервые начали применять в массовых масштабах на месторождениях Советского Союза. Основанием для

этого послужили отечественные авторские свидетельства [1,2,3].
Метод циклического воздействия в настоящее время находится на пороге широкого внедрения в промысловую практику. На протяжении ряда лет во ВНИИ проводились теоретические и экспериментальные исследования метода, а также велись работы по проведению промысловых опытов и изучению результатов этих опытов.

В последние годы был составлен ряд технологических схем применения метода циклического заводнения на крупных нефтяных месторождениях СССР - Мамонтовском месторождении Западной Сибири, Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения, месторождения Узень и Жетыбай и других. К настоящему времени механизм эффективности метода циклического заводнения в достаточной степени изучен.

Первоначальной базой для изучения послужили экспериментальные и промысловые работы, проведенные в 1967-70 г.г. [4-6], а также теоретические исследования [7, 8].

Созданная во ВНИИ математическая модель отражает наиболее существенные черты процесса циклического воздействия и позволяет прогнозировать технологические показатели разработки нефтяных месторождений с применением метода. Проработаны вопросы технической реализации метода в промысловых условиях, рассмотрены имеющиеся промысловые данные, даны экономические оценки.

Общепризнанным достоинством метода является простота его осуществления, применимость в широком диапазоне пластовых условий, высокая экономическая эффективность.

Настоящее руководство представляет собой сообщение результатов исследований, проведенных во ВНИИ в последние годы по изучению механизма циклического воздействия при перемене направлений фильтрационных потоков и оптимальных давлений нагнетания, по

созданию математической модели и методики расчета технологических показателей процесса циклического заводнения, по разработке способов технической реализации процесса на промыслах и оценке его технологической и экономической эффективности. В руководстве содержится также анализ промыслового опыта применения циклического заводнения на отдельных площадях и участках месторождений СССР в 1970-1975 г.г. и обсуждаются основные принципы проектирования разработки месторождений с применением метода.

В силу ограничений объема здесь не рассмотрены вопросы сочетания циклического воздействия на пласт с физико-химическими и тепловыми методами, хотя в направлении такого сочетания начато проведение методических и практических работ. Проведение циклического воздействия одновременно с нагнетанием теплоносителей, а также с закачкой оторочек поверхностно-активных веществ и щелочей явилось бы весьма благоприятным фактором для увеличения нефтеотдачи различного рода объектов.

Принятые в руководстве условные обозначения

$K_{ср}$ - средневзвешенная по мощности проницаемость пласта, мкд;

$\widetilde{K}_1$ - проницаемость высокопроницаемого слоя, мкд;

$\widetilde{K}_2$ - проницаемость низкопроницаемого слоя, мкд;

$\widetilde{h}_1$ - мощность высокопроницаемого слоя, м;

$\widetilde{h}_2$ - мощность низкопроницаемого слоя, м;

K_1 - проницаемость высокопроницаемого слоя, отнесенная к осредненной по мощности проницаемости пласта, доли ед;

K_2 - проницаемость низкопроницаемого слоя, отнесенная к осредненной по мощности проницаемости пласта, доли ед;

K - средняя проницаемость пласта, мкд.

Ψ - величина, характеризующая степень гидродинамической связанности выделенных слоев, доли ед;

ω - безразмерная частота воздействия, доли ед;

ω_p - вынуждающая частота колебаний давления или расхода;

C - коэффициент упругости породы и жидкости, I ($кгс/см^2$);

β - доля воды, удержанной породой при обратном перетоке вытесняемой жидкости из малопроницаемого слоя (коэффициент удержания воды);

τ_* - безразмерное время заводнения, предшествующее циклическому заводнению;

τ - безразмерное время;

δ - амплитуда циклического воздействия;

ρ - параметр, характеризующий соотношение между пьезопроводностью пласта и частотой циклического воздействия;

γ - коэффициент относительного прироста текущей добычи нефти;

$\varkappa_1$ - коэффициент относительного прироста накопленной за время применения циклического заводнения добычи нефти;

$\varkappa_2$ - коэффициент относительного прироста накопленной за все время заводнения добычи нефти;

$t_{пр}$ - время прорыва закачиваемой воды по высокопроницаемому слою в реальном пласте, годы;

t_p - время разработки, предшествующее циклическому заводнению в реальных условиях, годы;

m - пористость, доли ед;

μ - вязкость жидкости, сП;

l - длина пласта, м;

p_b - амплитуда давления, $кгс/см^2$;

T - цикл изменения закачки, сутки;

$T_{\frac{1}{2}}$ - полуцикл изменения закачки.

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ

2.I. Механизм процесса обмена жидкостью между зонами разной проницаемости при нестационарном режиме заводнения. Суть метода циклического воздействия

Если между смежными неизолированными заводненной и нефтенасыщенной зонами пласта создать каким-либо образом положительный перепад давления (благодаря различию скоростей распространения волн пьезопроводности в слоях это можно сделать путем быстрого повышения давления на линии нагнетания), то за счет упругого сжатия происходит внедрение определенного количества жидкости с высокой водонасыщенностью и, соответственно, высокими фазовыми проницаемостями по воде в нефтенасыщенную малопроницаемую зону. Происходит перераспределение нефте- и водонасыщенностей, вода заполняет наиболее мелкие поры, вытесняя оттуда нефть.

Если создать затем перепад давлений противоположного знака, то при обратном перетоке жидкости часть внедренной воды капиллярно удерживается в мелких порах малопроницаемой зоны и фазовый состав жидкости, идущей к высокопроницаемой зоне, изменяется в сторону большего содержания нефти и меньшего - воды (соответственно, высоких фазовых проницаемостей по нефти и низких - по воде).

Таким образом, последовательное изменение перепадов давления между слоями разной проницаемости по величине и направлению приводит к частичному обмену фазами - перемещению воды в малопроницаемую и нефти - в высокопроницаемую зону. При этом ясно, что чем выше амплитуда создаваемых перепадов давления, чем существеннее разница между начальными водонасыщенностями в зонах, че.

шире гидродинамическая связь между зонами и чем полнее капиллярное удержание воды в малопроницаемой зоне, тем сильнее проявляется эффект переноса нефти в зону активного вытеснения.

Сущность метода циклического воздействия состоит в создании таких периодических изменений расхода (давления) жидкости на забоях нагнетательных и добывающих скважин, которые обеспечивают колебание пластовых давлений и, соответственно, межслойных (межзональных) перетоков, достаточных для реализации механизма интенсивного перемещения нефти в зоны активного дренирования.

2.2. Условия применения метода циклического заводнения

Условия применения циклического заводнения по существу совпадают с условиями применения обычного заводнения.

Свойства пластовых жидкостей и коллекторов, позволяющие применить обычный метод заводнения, являются также приемлемыми для применения циклического заводнения с переменой направлений фильтрационных потоков и в ряде случаев-с повышенным средним уровнем давлений нагнетания.

Наиболее эффективным применение метода является для мощных слоисто-неоднородных пластов с хорошей гидродинамической связью между прослоями, а также для трещиновато-пористых коллекторов. Благоприятным фактором является гидрофильность коллекторов. Газонасыщенные маловязкие нефти являются наиболее подходящими для вытеснения их с помощью циклического заводнения.

Перечисленные свойства коллекторов и нефтей, благоприятствующие применению метода циклического воздействия, связаны очевидным образом с внутренним механизмом рассматриваемого процесса. Периодические проявления упругих сил в межслойных перетоках требуют наличия достаточного упругого запаса системы пласт-жидкость

(чем выше содержание газа в нефти, тем больше этот запас), а также достаточной подвижности жидкости (вязкость нефти должна быть умеренной). Гидрофильность коллектора обеспечит удержание воды, внедряемой в малопроницаемые зоны.

Метод циклического заводнения применим как на ранней стадии разработки, так и на поздней стадии. Возможно применение метода и на сильно осводненных месторождениях даже после наступления предела рентабельности эксплуатации скважин. Относительная эффективность метода повышается при применении его на ранних стадиях заводнения.

На ранней стадии разработки нагнетательные скважины, расположенные в ряду через одну, эксплуатируются на нефть. Этот период длится от I до 5 лет. Работа нагнетательных скважин через одну затрудняет проведение циклического заводнения. Поэтому на ранней стадии разработки целесообразнее начинать циклическую закачку только после обводнения промежуточных скважин, эксплуатирующихся на нефть. С целью выравнивания фронта закачиваемой воды циклическую закачку необходимо проводить в скважинах, работавших под нагнетанием с начала эксплуатации. Средний уровень закачки по этим скважинам необходимо несколько снизить.

После выравнивания фронта закачиваемой воды циклическое заводнение можно проводить по группам скважин, с сохранением средней приемистости одной скважины.

2.3. Геологические критерии применимости метода циклического воздействия и область применения

Ниже приводятся в упорядоченном виде основные геологические критерии применимости метода циклического воздействия и характеризуется область его применения. При этом используются результаты теоретических исследований на основании математической модели ВНИИ.

I. Толщина пласта сама по себе не является критерием для применения циклического заводнения, тонкие пласты считаются малоподходящими объектами лишь в той мере, в какой их можно считать однородными.

2. Толщина и неоднородность пласта - основной геологический критерий для применения циклического воздействия.

Если пласт может быть разбит на 2 (или более) неизолированных пропластка, проницаемости которых отличаются не менее, чем в 3 - 4 раза, то этот пласт является хорошим объектом для применения циклического воздействия.

3. Гидродинамическая связанность прослоев - второй важный геологический критерий для применения метода, и эта связанность должна быть почти полной. Снижение её до величины менее 60-70% резко уменьшает эффективность циклического воздействия.

4. Трещиноватость пластов - это вид сильной неоднородности по проницаемости. Хорошая гидродинамическая связанность трещин и блоков и существенный объем блоков делает трещиновато-пористые пласты классическим объектом для применения циклического воздействия.

5. Для эффективного применения циклического заводнения вязкость нефти не должна быть слишком большой (как и для обычного заводнения). В то же время имеются данные о снижении вязкостной неустойчивости за счет применения циклического заводнения в случае вязких нефтей.

6. Эффективность циклического заводнения зависит от времени обычного заводнения, предшествующего циклическому.

Теоретически, чем меньше это время, тем существеннее итоговый эффект, поскольку длительный межслойный обмен, происходящий в безводный период, обеспечивает наибольший перенос нефти в зоны активного дренирования.

Вообще же выбор благоприятного времени начала процесса обусловлен рядом факторов, которые не всегда могут быть установлены сразу: распределением проницаемостей и водонасыщенностей по толщине пласта, величиной поверхностей контакте между гидродинамически связанными зонами различной нефтенасыщенности и т.д.

Например, в случае сильно неоднородных пластов оптимальным может стать момент, близкий к моменту прорыва.

Благодаря низкой продольной проницаемости отдельных слоев к началу процесса они почти не будут обводнены и начальная поверхность контакта обводненной и нефтенасыщенной зон окажется близкой к максимальной.

В реальных условиях момент начала циклического воздействия не требует слишком жесткого задания - удовлетворительная эффективность процесса сохраняется в широком диапазоне начальных условий.

3. МЕТОД ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ И ЕГО МОДИФИКАЦИИ

3.1. Осуществление метода при различных системах разработки

Циклическое воздействие на залежь означает, что в общем случае каждая из нагнетательных и добывающих скважин, разрабатывающих данную залежь, работает в режиме периодического изменения забойного давления (расхода, отбора).

Максимально возможная амплитуда этих колебаний при заданном среднем уровне закачки (отбора) определяется из условия увеличения закачки (отбора) в течение одной половины цикла в 2 раза по сравнению со средней величиной и снижения её в течение другой половины цикла до нуля.

В практических условиях столь высокие амплитуды могут оказаться неприемлемыми и тогда вопрос решается с учетом существующих ограничений в системе поддержания пластового давления.

Период колебаний определяется через характерное рас-

стояние участка и коэффициент пьезопроводности.

Если участок небольшой, то колебания забойных давлений совершаются в одной фазе для всех нагнетательных скважин (то же для всех эксплуатационных скважин). При этом наибольшая интенсивность воздействия имеет место, если фазы давлений нагнетания и отбора в каждый момент противоположны.

Ясно, что осуществление синхронной работы группы нагнетательных скважин требует, чтобы мощности системы поддержания пластового давления могли обеспечить расход жидкости, равный максимальному для всех нагнетательных скважин рассматриваемого участка.

Переходя к крупным блокам или месторождениям естественно отказаться от требования синхронности колебаний. Месторождение, к которому применяется циклическое воздействие, делится на элементы, причем закачка организуется таким образом, чтобы смежные элементы имели противоположные фазы расхода нагнетаемой жидкости. Тогда суммарное количество жидкости, закачиваемой в два соседних элемента, постоянно и равно соответствующей средней величине.

При большом количестве элементов суммарная закачка жидкости в любой момент времени будет приблизительно равна соответствующей закачке в случае стационарного заводнения.

Таким образом, количество жидкости, требуемое в целом для осуществления циклического воздействия, то же, что и для соответствующего стационарного процесса.

Если циклическое заводнение применяется к месторождению, разрабатываемому рядной системой (рис. I), разбивка блоков на элементы описанным выше способом осуществляется так, что по ряду нагнетательных скважин бежит как бы волна давления с "длиной", отвечающей 5-10 скважинам [I], а по противоположному ряду рас-

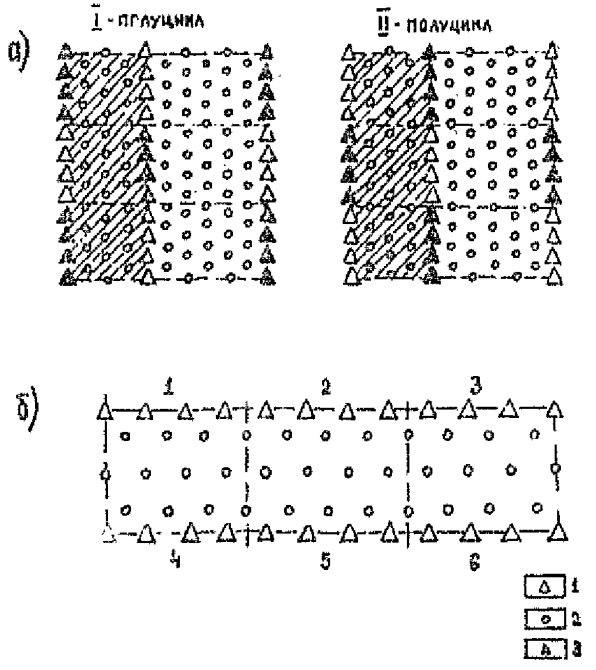

Рис. I. Осуществление метода при рядных системах разработки:

а - изменение закачки по залежи;

б - изменение закачки по элементу;

I - нагнетательные скважины;

2 - добывающие скважины;

3 - увеличение давления нагнетания.

пространяются волны давления той же длины, но с противоположной фазой (рис. I). Осуществляя циклическое заводнение при рядных системах разработки можно предложить несколько вариантов изменения режима работы групп нагнетательных скважин (табл. I).

Таблица I

Изменение объема закачки по группам скважин	Работа групп			
увеличение	I,3,5	2,4,6	I,3,4,6	2,5
уменьшение	2,4,6	I,3,5	2,5	I,3,4,6

При площадной системе разработки возможны самые разнообразные варианты организации циклического процесса нагнетания и отбора жидкости.

Очевидно, чем активнее система разработки, тем мельче можно выбирать участки - элементы циклического воздействия, тем полнее будет охват пласта заводнением и тем эффективнее применение метода.

Ясно, что в случае площадной системы разработки предложенные выше схемы реализации метода циклического воздействия являются одновременно схемами осуществления метода периодической смены направлений фильтрационных потоков.

В случае рядной системы разработки в течение цикла также происходит некоторая перемена направлений фильтрационных потоков. Эта перемена может стать более существенной, если например, фазы колебаний давления отбора в каждом элементе циклического воздействия в протяжении одного цикла сделать противоположными фазам давления нагнетания, а на протяжении другого цикла - совпадающи-

ми с ними.

Тогда в течение времени совпадения фаз градиенты давлений по направлению, перпендикулярному линии нагнетания, могут стать меньше, чем по направлению от нагнетательных скважин данного участка к добывающим скважинам двух соседних участков.

Таким образом, линии тока периодически искривляются, меняя свое направление. Период перемен направлений потока равен здесь двойному времени цикла. Очевидно, этот период можно увеличить - сделать равным трем, четырем циклам и т.д.

3.2. О сочетании циклического заводнения с методом перемены направлений фильтрационных потоков

Метод перемен направлений фильтрационных потоков [9] сдужит, как известно, улучшению охвата пласта заводнением по площади. Он наиболее полно реализуется при таких системах разработки, когда залежь разбита рядами нагнетательных скважин на замкнутые блоки (поперечное разрезание приконтурных нагнетательных рядов), а также при различных площадных системах размещения скважин, очаговым и избирательном заводнении.

Механизм эффективности метода ясен: при изменении распределения линий тока по площади участки, ранее не охваченные или слабо охваченные заводнением, пронизываются линиями тока нового направления и вытеснение нефти из этих участков интенсифицируется.

Не только перенос фронта нагнетания от одной группы нагнетательных скважин к другой, но и временное отключение отдельных, до определенной степени обводнившихся добывающих скважин [10] также может приводить к благоприятному перераспреде-

лению скоростей в пласте и в итоге – к снижению обводненности добываемой продукции и росту добычи нефти. Обычно при применении метода перемен направлений фильтрационных потоков продолжительность времени работы с каждым из варьируемых распределений скоростей в пласте настолько велики, что переходные процессы не играют почти никакой роли: имеет место квазистационарное вытеснение нефти, то по одному, то по другому направлениям.

Циклическое заводнение же, напротив, существенно связано с нестационарностью организуемого процесса. Частота циклов воздействия (частота перемен давлений или расходов нагнетаемой и отбираемой жидкости) выбирается так, чтобы в пласте систематически (периодически) проявлялись упругие силы. Сочетание циклического воздействия с переменой направлений фильтрационных потоков служит одновременному увеличению охвата пласта заводнением по площади и по мощности.

Осуществление совместного применения обоих методов можно строить на базе двух различных подходов.

Первый подход состоит в том, что на медленный процесс изменения направления фильтрационных потоков (например, поворота на 90^0 в случае поперечного разрезания нагнетательных рядов на блоки) накладываются "высокочастотные" колебания давлений нагнетания и отбора с описанной выше сменой фаз по группам скважин (рис.2а). При этой системе разработки возможно различное сочетание работы групп скважин. Возможные варианты рассмотрены на примере одного элемента (рис. 2б) и сведены в табл. 2.

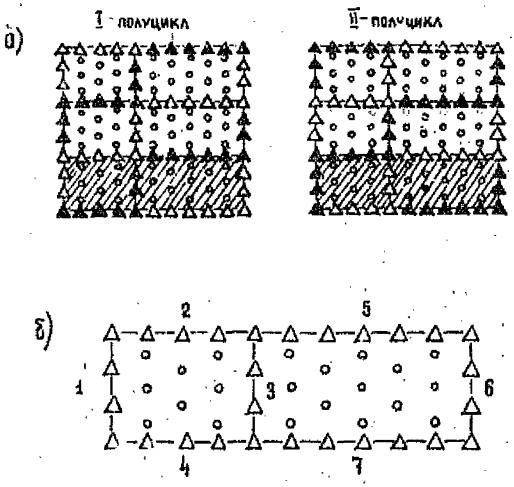

Рис.2 Осуществление метода при продольном и поперечном разрезании залежи нагнетательными рядами:
(условные обозначения те же, что и на рис. I)

Таблица 2

Варианты работы групп скважин при разрезании залежи продольными и поперечными рядами нагнетательных скважин

Изменение объема закачки по группам скважин	Работа групп					
увеличение	I,2,7,6	3,4,5	I,4,5,6	2,3,7	2,5,4,7	I,3,6
уменьшение	3,4,5	I,2,7,6	2,3,7	I,4,5,6	I,3,6	2,5,4,7

Для рассматриваемого подхода характерно, что в течение времени работы с одним направлением фильтрационных потоков успевает осуществиться много циклов колебания нагнетания.

Другой подход естественным образом реализуется при различных площадных системах разработки. При этом возможно органическое сочетание изменения направления фильтрационных потоков с пульсациями давления нагнетания и отбора. Циклы колебаний давлений могут совпадать с периодами поворота скоростей. Тем самым процесс изменения направления фильтрационных потоков становится в той же степени нестационарным, что и процесс циклического воздействия.

Например, при пятиточечной системе размещения скважин (рис. 3а) в течение одного полуцикла закачка ведется в две диагонально расположенные нагнетательные скважины элемента, а в течение следующего полуцикла – в две другие нагнетательные скважины этого элемента.

В итоге в течение каждого цикла изменения пластового давления направление фильтрационных потоков изменяется на 90^0.

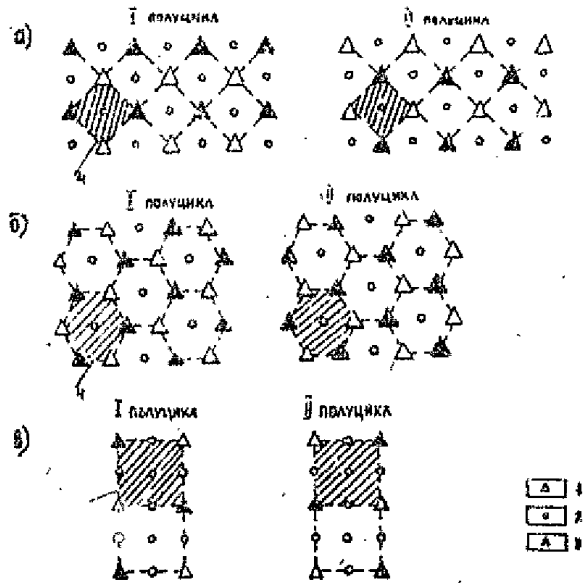

Рис. 3. Осуществление метода при площадных системах разработки:

- пятиточечная система;
- семиточечная система;
- обратная девятиточечная;
- нагнетательные скважины;
- добывающие скважины;
- увеличение давления нагнетания;
- участок системы.

В случае семиточечной системы (рис. 3б), производя в течение полуцикла интенсивное нагнетание воды в три расположенные через одну нагнетательные скважины элемента, а в течение второй половины цикла – в три другие скважины – получим сочетание циклического заводнения с поворотом направления потока на 60^0.

Аналогично, при девятиточечной системе разработки (рис. 3в) можно осуществить циклические перемены направлений фильтрационных потоков на 45^0 и т.д.

При очаговой и избирательной системах разработки возможны различные варианты организации циклического заводнения и перемены направления фильтрационных потоков. Выбирая варианты необходимо учитывать расположение нагнетательных и добывающих скважин по площади, не допускать "языковых" прорывов воды путем смены режимов работа скважин, закачку воды по близлежащим скважинам осуществлять в противоположных режимах.

Чем сильнее неоднородность пласта, тем выше должна быть амплитуда вынуждающих колебаний давления (расхода) для эффективного воздействия. Естественно, что с ростом амплитуды растет количество пульсационной энергии, вводимой в пласт для преодоления фильтрационных сопротивлений колебательному движению жидкости.

3.3. Модификация метода в сочетании с применением повышенных давлений нагнетания

Имеется большое количество данных, показывающих, что величина давления нагнетания является фактором, определяющим не только темп разработки, но и нефтеотдачу. Известно, что при повышении [II,12] давления нагнетания до вертикального горного на большинстве месторождений увеличивается охват пласта по разрезу закачиваемой водой. Известно также, что проницаемость нелинейно зави-

сит от давления нагнетания, причем индикаторные кривые вогнуты к оси приемистости.

Указанным промысловым фактам дано следующее обоснование. При пластовых и забойных давлениях ниже некоторой величины, называемой критической, трещины находятся в сомкнутом состоянии и проницаемость пласта в основном обусловливается проницаемостью пористой среды. Индикаторная линия при этом - прямая. При пластовых давлениях выше критического проницаемость пласта определяется как проницаемостью пористой среды, так и проницаемостью раскрытых трещин, зависящей от давления.

В неоднородном пласте под воздействием увеличивающегося давления наряду с изменением проницаемости коллектора будет происходить постепенное подключение новых продуктивных интервалов.

Таким образом, увеличением давления нагнетания сверх наименьшего критического для отдельных слоев происходит увеличение гидропроводности.

Одним из важнейших технологических критериев при выборе давления нагнетания является обеспечение наиболее полного охвата эдасов нефти процессом вытеснения. Для этого в первую очередь должен быть обеспечен максимально возможный охват по мощности в нагнетательных скважинах.

Рост охвата с увеличением давления нагнетания сверх его первого критического значения (раскрытие вертикальных трещин) происходит только до тех пор, пока это давление не достигнет некоторой величины, названной второй критической и отвечающей началу раскрытия горизонтальных трещин.

При дальнейшем увеличении давления охват в области нагнетательных скважин снижается - происходит задавливание отдельных интервалов, принимающих воду, другими, в которых быстрее растет

давление и развиваются горизонтальные трещины.

Оптимальное давление нагнетания должно несколько превышать наибольшее из значений первого критического давления.

Оптимальное давление нагнетания должно быть таким, чтобы пластовое давление в зоне отбора не превышало первого критического. В этом случае трещинообразование затрагивает только зону, прилегающую к линии нагнетания. Вода фильтруется через стенки трещин, увеличивая коэффициент охвата.

Таким образом, повышение давлений нагнетания до определенных величин является фактором, благоприятно влияющим на показатели разработки при условии, что соблюдены ограничения, в силу которых протяженность трещин, образующихся в зоне нагнетания, не слишком велика. Это благоприятное влияние выражается в увеличении приемистости пласта и охвата его заводнением, иными словами, в интенсификации процесса разработки и увеличении нефтеотдачи.

Выбор оптимальных давлений нагнетания должен осуществляться с учетом геолого-физической характеристики пластов, анализа данных разработки месторождений, результатов исследований скважин, обобщения данных по гидроразрыву пласта.

Важным показателем, определяемым по результатам исследований скважин, является параметр α, характеризующий влияние давления на изменение проницаемости пласта за счет раскрытия трещин.

Если определение этого параметра станет таким же обязательным, как определение пористости, проницаемости и т.д., то учет этого параметра в расчетах показателей заводнения позволит всесторонне оценить влияние давления нагнетания на технологические показатели процесса разработки и более обоснованно выбирать рациональный вариант.

При циклическом заводнении нефтяных пластов возможно применение повышенных уровней средних давлений нагнетания. Факторы, повышающие охват пласта заводнением для одного и другого методов, здесь действуют одновременно и при этом еще возникает новое качество.

Поскольку в рассматриваемой области нелинейной фильтрации при повышении пластового давления проницаемость пласта увеличивается, а при снижении - снижается, то периодическое (циклическое) изменение давления приведет к дополнительному росту средней за время цикла приемистости пласта, зависящему от параметра нелинейности и от амплитуды вынуждающих колебаний.

Соответственно распределение средних за цикл давлений по длине пласта будет тем сильнее отличаться от линейного, чем выше амплитуда колебаний - фактор зависимости проницаемости от давления.

Таким образом, цикличность воздействия на неоднородный пласт при наличии зависимости проницаемости от давления даст дополнительную интенсификацию и дополнительный охват заводнением за счет "взаимодействия" нелинейности процесса с его периодичностью.

3.4. Комплексный метод гидродинамического воздействия

Применение циклического заводнения с переменой направлений фильтрационных потоков и повышенными уровнями давлений нагнетания обеспечивает при условии рационального выбора параметров наиболее полное и сильное гидродинамическое воздействие на пласт, интенсифицирующее процесс нефтеизвлечения и увеличивающее нефтеотдачу. При этом одновременно проявляется ряд факторов, благоприятствующих процессу заводнения и, кроме того, возникают упомянутые выше

эффекти взаимодействия, повышающие суммарную эффективность применяемых методов.

Факторы взаимодействия при одновременных переменах направлений фильтрационных потоков, пульсациях давления нагнетания и повышении среднего уровня этих давлений дают дополнительный вклад в охват заводнением как по мощности, так и по площади пласта по сравнению с изолированным влиянием каждого из рассматриваемых методов.

Ясно, что этот вклад тем значительней, чем более существенен основной эффект от каждого из методов в отдельности, т.е. чем благоприятнее условия для их применения и чем интенсивнее воздействие.

Интенсивность рассматриваемого комплексного воздействия на пласт определяется амплитудой вынуждающих колебаний давления (или расхода), их частотой, уровнем средних давлений нагнетания и углом, под которым изменяется направление фильтрационных потоков.

Ясно, что с ростом указанных определяющих параметров увеличивается количество энергии, вводимой в пласт и затрачиваемой на преодоление гидравлических сопротивлений при нестационарной и нелинейной фильтрации жидкости в пласте по разным направлениям.

Оптимизация энергетических затрат в каждом конкретном случае является предметом специального исследования.

В ряде случаев комплексное воздействие на пласт может проводиться при сохранении среднего уровня расходов нагнетаемой жидкости, иногда - при повышении этого уровня, а в отдельных случаях - и при снижении, если, например, требуется снизить пласт вое давление без снижения добычи нефти за счет увеличения доли нефти в продукции скважин.

4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ

Математическая модель столь сложного процесса как процесс циклического заводнения неоднородных нефтяных пластов может быть построена на базе двумерной нестационарной задачи теории фильтрации с учетом специальных гистерезисных явлений, возникающих при пульсационных изменениях характерных величин. Такая модель даст возможность исследовать ряд тонкостей в механизме процесса при его реализации в различных условиях, в том числе и в сочетании с химическими и тепловыми методами увеличения нефтеотдачи.

Используемая здесь модель служит целям выявления наиболее существенных черт рассматриваемого метода увеличения нефтеотдачи, определению основных технологических показателей разработки при его применении, изучению влияния определяющих параметров на прогнозируемые показатели. Для того, чтобы модель была конструктивной, она должна опираться на предельно простую схематизацию строения пласта и условий разработки.

4.I. Подготовка исходных данных и схематизация строения пласта и условий разработки

Пласт представляется в виде двуслойной системы с полной или частичной гидродинамической связью между пластами.

Конструирование двуслойной модели пласта строго подчинено раскрытию основы эффективности процесса циклического воздействия.

Превращая набор многих слоев в два слоя, сложное распределение - в двуступенчатое, необходимо прежде всего иметь в виду межслойный обмен жидкостью. Это значит, что в рамках данного

подхода объединять в один слой кучно пропластки, минимально отличающиеся по проницаемости.

Информацию о распределении проницаемостей можно, как известно, получить по данным обработки дебитограмм, по результатам измерений проницаемостей кернов и по данным геофизических исследований скважин.

Преимущество отдается геофизическим методам как наиболее полно разработанным. Метод позволяет по всей вскрытой мощности пласта выделить прослои 0,5-2 м разной проницаемости. Необходимый геофизический материал можно найти в работах по уточнению запасов месторождений, а также при обработке первичного материала.

Обработка геофизической информации в соответствии со сформулированными выше положениями производится следующим образом.

I. По результатам поинтервальных геофизических замеров находится средневзвешенное по мощности значение проницаемости пласта:

$$K_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^{n} k_i h_i}{\sum_{i=1}^{n} h_i} \qquad (I)$$

где k_i - проницаемость i-го прослоя с мощностью h_i;

n - число замеров проницаемости.

Далее считается, что все значения проницаемости, меньше или равные полученному среднему значению, представляют малопроницаемый слой, а все прослои с проницаемостями, большими, чем $K_{ср}$ - высокопроницаемый слой.

2. Соответственно, проницаемости выбранных таким образом слоев определяются соотношениями

$$\tilde{K}_1 = \frac{\sum_{i=1}^{m} h_i k_i}{\sum_{i=1}^{m} h_i} \quad , \quad \tilde{K}_2 = \frac{\sum_{i=m+1}^{n} h_i k_i}{\sum_{i=m+1}^{n} h_i} \qquad (2)$$

где m - число замеров проницаемости, больших средней проницаемости, в которых $k_i > K_{ср}$.

3. Мощности выделенных слоев для каждой скважины определяются как суммы мощностей интервалов, отвечающих проницаемостям

$$k_j > K_{ср} \quad \text{и} \quad k_j \leq K_{ср}$$

Пропластки принимаются однородными по простиранию пласта.

4. Считая мощность i -го пропластка также постоянной вдоль пласта, нетрудно получить основные выражения для мощностей двух выделенных слоев:

$$\tilde{h}_1 = \frac{\sum_{i=1}^{m} h_i}{N} \quad , \quad \tilde{h}_2 = \frac{\sum_{i=m+1}^{n} h_i}{N} \qquad (3)$$

где N - количество скважин, по которым проводились измерения.

Итак, построенная двуслойная модель характеризуется 4-мя параметрами $\tilde{K}_1, \tilde{K}_2, \tilde{h}_1, \tilde{h}_2$.

5. Переходя к безразмерным величинам, мы сводим число параметров к двум:

$$K_1 = \frac{\tilde{K}_1}{K_{ср}} \quad , \quad K_2 = \frac{\tilde{K}_2}{K_{ср}} \qquad (4)$$

Величины $h_1=\tilde{h}_1(\tilde{h}_1+h_2)^{-1}$; $h_2=\tilde{h}_2(\tilde{h}_1+\tilde{h}_2)^{-1}$ (5)

зависят от K_1,K_2: $h_1=\frac{1-K_2}{K_1-K_2}$; $h_1=\frac{K_1-1}{K_1-K_2}$ (6)

6. Третий безразмерный параметр, который необходимо ввести, - это параметр Ψ, характеризующий степень гидродинамической связности выделенных слоев и представляющий собой отношение общей площади зон контакта (гидродинамической связи) между слоями ко всей площади пласта. Следует подчеркнуть сложность установления истинного значенья величины Ψ. Если имеется достаточно полная информация о распределении проницаемостей по мощности пласта и непроницаемых включений - по его площади, то можно, например, воспользоваться приемом разбиения пласта на участки одинаковой мощности и разной длины, такие, чтобы непроницаемые включения кончались только на границах участков. Можно, наоборот, разделить пласт на несколько продольных изолированных пропластков, внутри каждого из которых имеется только одно непроницаемое включение. В практических расчетах аналогично тому, как коэффициент удержания воды β вводится в амплитудный фактор в β, коэффициент гидродинамической связи прослоев нужно ввести аддитивно во временной показатель, характеризующий запаздывание начала циклического воздействия.

В итоге этот показатель будет равен $\tau_* + (1-\Psi)K_*^{-1}$.

Пример: Необходимо построить двухслойную модель пласта по данным геофизических исследований 5 скважин некоторого гипотетического месторождения (табл.3).

Решение:

I. Находим средневзвешенное по мощности значение проницаемости

Таблица 3

№№ скв. п.п.	Интервал перфорации, м	Мощность, м	Проницаемость, мД
I.	2421,I-2425,I	4,0	52,I
	2427,7-243I,2	3,5	I9,8
	2439,0-2443,0	4,0	I0,5
	2443,0-2447,0	4,0	40,2
	2447,0-245I,0	4,0	I7,7
	245I,0-2455,5	4,5	2I 6
2.	2409,8-24I6,9	7,I	68
	244I,2-2445,5	4,3	46,2
	2453,0-2456,5	3,5	6,6
	2456,5-2458,9	2,4	6,3
3.	2404,7-2408,7	4,5	440
	24I2,2-24I3,[illegible]	I,0	I67,7
	24I3,2-24I9,7	6,5	326,6
	24I9,7-2423,2	3,5	36,7
	2433,8-2437,3	3,5	II6,8
	2437,3-2440,8	3,5	52,7
3.	24II,7-24I5,2	3,5	I34
	24I5,7-24I9,8	4,2	94,4
	24I9,8-2423,3	3,5	224,2
	2423,3-2428,3	4,9	38,2
4.	2429,0-2432,9	3,9	370,5
	2432,9-2436,9	4,0	I02,I
	2436,9-2440,9	4,0	I62,0
	2440,9-2444,9	4,0	53,9
	2459,0-2460,0	I,0	42,9
5.	2400,0-2404,0	4,0	I,2
	24I2,0-24I5,5	3,5	I22,4
	24I6,5-2420,0	3,5	438,7
	2431,3-2435,3	4,0	3,2

$$K_{ср} = \frac{K_1 h_1 + K_2 h_2 + \ldots + K_{23} h_{23}}{h_1 + h_2 + \ldots + h_{23}} =$$

$$= \frac{52,1 \cdot 4 + 19,8 \cdot 3,5 + \ldots + 3,2 \cdot 4}{4 + 3,5 + \ldots + 4} = \frac{12939,14}{111,8} = 115,7 \text{ мд}$$

2. Зная величину $K_{ср}$, разбиваем пласт на два слоя: малопроницаемый с $K_1 \leq K_{ср}$ и высокопроницаемый с $K_1 > K_{ср}$

Проницаемость высокопроницаемого слоя равна:

$$\tilde{K}_1 = \frac{440 \cdot 4,5 + 167,7 + 326,8 \cdot 8,5 + 116,8 \cdot 9,5 + \ldots + 438,7 \cdot 9,5}{4,5 + 1 + 8,5 + 9,5 + \ldots + 9,5} =$$

$$= \frac{9989,9}{37,4} = 267,1 \text{ мд}$$

Проницаемость малопроницаемого слоя равна:

$$\tilde{K}_2 = \frac{2943,2}{74,4} = 39,6 \text{ мд}$$

3. Зная абсолютные значения проницаемостей двух слоев, находим безразмерные величины K_1, K_2, h_1, h_2.

Они равны:

$$K_1 = \frac{\tilde{K}_1}{K_{ср}} = \frac{267,1}{115,7} = 2,3; \quad K_2 = \frac{\tilde{K}_2}{K_{ср}} = \frac{39,6}{115,7} = 0,34$$

$$h_1 = \frac{1 - K_2}{K_1 - K_2} = \frac{0,66}{1,96} = 0,33; \quad h_2 = \frac{K_1 - 1}{K_1 - K_2} = \frac{1,3}{1,96} = 0,67$$

Полученные безразмерные параметры неоднородности двухслойной модели пласта закладываются в программу расчета по определению эффективности применения циклического заводнения.

Система разработки месторождения схематизируется линиями нагнетания и отбора (галереи). Вводится один характерный размер - длина пласта.

Переход от галерей к скважинам производится затем общепринятыми способами.

Критерием нестационарности процесса является безразмерная частота ω, в масштаб которой входит коэффициент упругости:

$$\omega = \omega_p C \mu m \ell^2 K^{-1} \qquad (7)$$

Здесь ω_p - вынуждающая частота колебаний давления или расхода, C - коэффициент упругости породы и жидкости; μ, m, ℓ, K — характерные вязкость, пористость, длина и проницаемость. Ясно, что чем меньше упругость, тем выше должна быть вынуждающая частота ω_p. Процесс капиллярного перераспределения воды, гидродинамически внедренной в малопроницаемый слой или блок и, соответственно, степень удержания этой воды при обратном движении жидкости имеет свое характерное время, и при выборе частоты циклического воздействия оно должно быть принято во внимание. Для расчета эффективности циклического заводнения необходимо также знать параметр ρ, характеризующий соотношение между пьезопроводностью и частотой циклического воздействия ($\rho = \sqrt{\frac{\omega}{2}}$) Частоту циклического воздействия выбираем из условия $\rho = I$, так как при больших ρ циклическое воздействие практически охватывает лишь область, близкую к линии нагнетания, а при малых ρ требуемые для обеспечения выбранного режима колебаний ско-

рости колебания давления становятся намного большими. Условие $\rho = I$ не является слишком жестким, от него можно отходить в обе стороны.

При расчетах необходимо брать набор значений параметра ρ. Параметр ρ определяется из условий наибольшего эффекта и соответствия возможности технической реализации процесса.

В соответствии с принимаемыми здесь представлениями жидкость, участвующая в межслойном перетоке, в идеальном случае имеет тот же фазовый состав, что и в слое, откуда происходит истечение.

Вводя коэффициент β, представляющий собой долю удержанной воды в локальном перетоке от из обводненного высокопроницаемого слоя в малопроницаемый нефтенасыщенный, получаем главный критерий эффективности циклического воздействия: при $\beta = 0$ процесс дает нулевой эффект, при $\beta = I$ - максимально возможный.

Представления о порядках реальных величин коэффициента использования воды можно получить по данным работы [6]. Согласно этим данным β может достигать величин 0,7-0,8.

В целом система безразмерных определяющих параметров включает следующие величины: θ - амплитуду циклического воздействия, отнесенную к среднему перепаду давления или к средней скорости нагнетания, ω - безразмерную частоту воздействия, K_1, K_2 — геологические характеристики, β - коэффициент удержания воды, $\tau_{ж} = t_{ж} K \beta_{ж} (\mu_в m \ell^2)^{-1}$ - безразмерное время между началом циклического воздействия и началом процесса заводнения,

где $t_{ж}$ - время, соответствующее разработке пласта до внедрения метода, годы,

$\beta_{ж}$ - среднее давление на входе в пласт, кгс/см^2.

Очевидно, все указанные величины, а также непосредственно безразмерное время (или количество поровых объемов прокачанной жидкости), существенно влияют на безразмерные технологические показатели процесса циклического заводнения пласта.

4.2. Расчет показателей процесса циклического заводнения элемента пласта

Описание математической модели процесса циклического заводнения дано в работе [13]. На основании этой модели составлены алгоритм и программа для вычислений на БЭСМ-6. Под названием "Ротор 2" программа включена в фонд ВНИИ. Методика и программа расчета позволяет устанавливать следующие показатели эффективности рассматриваемого процесса.

1) Отношение текущих отборов нефти при циклическом и обычном заводнении в предположении, что процесс обычного заводнения производится при тех же условиях, с тем же количеством нагнетаемой жидкости за время цикла.

2) Отношение отборов, накопленных за время применения метода.

3) Отношение отборов нефти при циклическом и обычном заводнении, накопленных за все время разработки.

4) Снижение обводненности продукции за счет применения циклического заводнения.

Описанные отношения вычисляются в зависимости от безразмерного времени (к-ва прокачиваемых объемов жидкости) и ряда безразмерных определяющих параметров. В число определяющих параметров входят: три параметра, характеризующие толщинную неоднородность пласта и гидродинамическую связанность прослоев, два параметра, задающие режим вынуждающих колебаний на линиях нагнетания, параметр времени, прошедшего от начала разработки до начала циклического воздействия.

Пользуясь рассчитанными отношениями и имея прогноз динамики обычного заводнения, можно прогнозировать все технологические по-

казатели разработки месторождения, к которому применяется циклическое заводнение. Отношение текущих отборов обозначается через γ, отношение накопленных отборов за время применения процесса - $\varkappa_1$, отношение отборов нефти, накопленных за все время заводнения $\tau+\tau_*$ через $\varkappa_2$. Проведены конкретные расчеты величин γ, $\varkappa_1$, $\varkappa_2$. С помощью этих величин и кривых динамики прогнозных показателей при обычном заводнении можно построить прогнозы основных технологических показателей при циклическом заводнении. Значения величин γ, $\varkappa_1$, $\varkappa_2$ зависят от безразмерного времени и всех определяющих безразмерных параметров процесса - $K_1, K_2, \Psi, B, \beta, \omega, \tau_*$, характеризующих геологическое строение пласта, условия разработки, режим циклического воздействия. Для получения абсолютных технологических показателей процесса разработки нефтяной залежи при циклическом заводнении предполагается, что отношения γ (или $\varkappa_1, \varkappa_2$) в случае рассмотренных выше модельных процессов циклического и стационарного заводнения и в случае реальных процессов одинаковы. Это предположение позволяет имеющиеся прогнозные показатели процесса извлечения нефти при обычном заводнении умножать в соответствующие моменты времени на требуемый из коэффициентов γ, $\varkappa_1$, $\varkappa_2$ и получить динамику добычи нефти при циклическом воздействии. Расчет ведется на элемент пласта, затем осуществляется суммирование показателей добычи нефти и воды с учетом ввода элементов (отчажин) пласта во время.

Чтобы установить временное соответствие между имеющейся динамикой - прогнозом обычного заводнения и теоретическими коэффициентами γ или $\varkappa_1, \varkappa_2$) делается допущение, что отношение времени заводнения, предшествующего циклическому, к времени заводнения до прорыва воды по высокопроницаемому слою к сетке одинаковы для модельного и реального процессов. Для модельного процесса нам известна обводненность пласта в момент прорыва (K_1, h_1) и сам момент прорыве ($1/K_1$).

Для реального процесса (кривая динамики добычи с прогнозной частью) момент прорыва условно определяется как момент, отвечающий обводненности $K_1 h_1$, а время начала циклического воздействия задается планом внедрения процесса. На основании этих данных составляется пропорция, неизвестным членом которой будет время начала циклического воздействия в модельном процессе. Находя эту величину, а также определяя для данного пласта величины K_1, K_2, γ, β и задавая параметры режимов δ и ω, мы выбираем модельный процесс, отвечающий прогнозируемому реальному. После этого прогнозные значения добычи нефти при циклическом заводнении получаются как произведения γQ или $\varkappa_1 \Sigma' Q$, $\varkappa_2 \Sigma Q$, где $Q, \Sigma' Q, \Sigma Q$ текущая добыча, добыча, накопленная за время применения метода и добыча, накопленная за все время разработки согласно прогнозам обычного заводнения.

Пример: Имеется гипотетическая залежь. Параметры двуслойной модели для элемента залежи, полученные в соответствии с 4.1, следующие:

$K_1 = 2$; $K_2 = 0{,}5$; $h_1 = 0{,}34$; $h_2 = 0{,}66$; $\delta\beta = 1$; $\rho = 1$.

Необходимо рассчитать годовой эффект от применения метода, исходя из условия, что циклическое заводнение начинает применяться через шесть лет после начала эксплуатации момента залежи ($t_p = 6$ лет).

Решение: 1. Для расчета зависимости γ (τ) необходимо знать τ_* - безразмерное время заводнения, предшествующее циклическому в модельном процессе. Необходимо провести пересчет временных масштабов в момент прорыва воды по высокопроницаемому слою для реального и модельного процессов. Обводненность в момент прорыва равна $K_1 h_1 = 0{,}68$ или 68%. Такая обводненность достигается в реальном пласте через 5 лет (t_{np}), а в модельном при $\tau_{np} = \frac{1}{K_1} = 0{,}5$

находим τ_*:

$$\tau_* = \frac{t_p \cdot 1/K_1}{t_{np}} = \frac{6 \cdot 0{,}5}{5} = 0{,}6$$

2. Находим временной масштаб для перехода от размерного времени к безразмерному:

$$\tau = \frac{t}{t_{пр} \cdot K_t} = \frac{1}{5 \cdot 2} = 0,1$$

Это значит, что одному году разработки (t) отвечает безразмерное время $\tau = 0,I$.

3. Относительная годовая эффективность γ для найденного τ_* рассчитывается по программе "РОТОР 2" (инструкция к программе расчета эффективности циклического заводнения, алгоритмов и программ ВНИИ в приложении). Результаты расчета коэффициента годового прироста γ предоставлены на рис. 4.

Для удобства перехода от размерного времени к безразмерному строится дополнительная ось - t (годы). Найдем коэффициент годового прироста после пяти лет применения метода, он соответствует точке А на рис. 4 и равен I,I75 или I7,5% от годовой добычи нефти при обычном заводнении.

4.3. Способ определения основных технологических показателей с применением метода при проектировании разработки месторождений

Проектируя циклическое заводнение на нефтяных месторождениях, необходимо учитывать постепенное разбуривание залежи (постепенный ввод элементов залежи в разработку), а также поэтапный перевод под циклическое заводнение кустовых насосных станций. Это позволит более объективно подходить к прогнозированию эффективности метода. При учете постепенного ввода каждый элемент месторождения будет иметь свое время доциклической эксплуатации (τ_*), а следовательно и динамику изменения коэффициента годовой эффективности (γ).

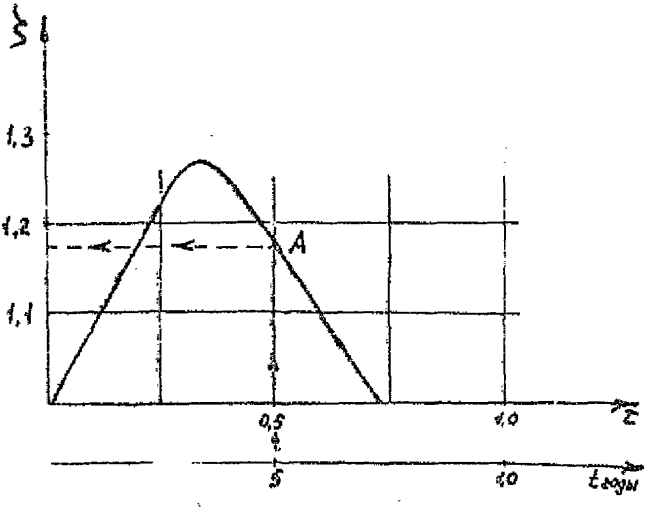

Рис. 4. Зависимость показателя эффективности циклического заводнения ζ от времени при $\tau^{*} = 0,6$.

Дополнительная добыча нефти по всей залежи рассчитывается суммированием абсолютных годовых приростов по каждому элементу. Для этого необходимо знать прогноз добычи нефти, воды и изменение обводненности продукции по элементам, вводимым под циклическую закачку, а также по рядам добывающих скважин.

Пример: Имеется гипотетическая залежь, на которой осуществляется постепенное разбуривание и ввод элементов (скважин) в разработку. Всего имеется три элемента, которые вводятся в разработку ежегодно. Циклическое заводнение решено применять на каждом элементе после шести лет разработки при обычном заводнении. Таким образом, величина τ_*, определенная в соответствии с 4.2 для каждого элемента будет равна 0,6. Динамика годовой добычи нефти представлена в табл. 4.

Таблица 4

Годовая добыча нефти, млн.т

Элементы залежи	Годы разработки										
	I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II
I	0,2	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	I,0	I,I	I,I	I,I
2	-	0,4	0,6	0,8	I,0	I,2	I,4	I,5	I,7	I,8	2,0
3	-	-	0,3	0,6	0,9	I,I	I,2	I,4	I,5	I,6	I,7
Всего	0,2	0,8	I,4	2,0	2,6	3,I	3,5	3,9	4,3	4,5	4,8

Требуется дать прогноз дополнительной добычи нефти за счет применения метода на 5 лет разработки.

Решение:

I. По графику годовых относительных эффектов в соответствии с 4.I определяется параметр γ для $\tau_* = 0,6$ (см.рис.4 и

табл.5).

Таблица 5

Показатели	Годы циклической эксплуатации				
	I	2	3	4	5
I. Годовой относительный эффект ( )	I,09	I,I75	I,255	I,25	I,I75
2. Годовой прирост, %	9	I7,5	25,5	25	I7,5

2. Зная процент годового прироста (см. табл. 5) находим абсолютную добычу нефти для каждого элемента и для залежи в целом (табл. 6).

Таблица 6

Дополнительная добыча нефти, млн.т

Элементы	Годы разработки				
	7	8	9	I0	II
I	0,08I	0,I75	0,28I	0,275	0,I93
2	-	0,I35	0,298	0,46	0,35
3	-	-	0,I35	0,28	0,434
Всего	0,08I	0,3I	0,7I4	I,0I5	0,977

При составлении прогнозов добычи нефти при циклическом заводнении возможны различные варианты очередности ввода элементов под воздействие метода. Так, для приведенного примера порядок ввода под циклическое заводнение может быть следующим:

I элемент – через 8 лет разработки

2 элемент – через 6 лет разработки

3 элемент – через 4 года разработки

Соответственно изменится и параметр τ_*, который будет равен 0,8; 0,6; 0,4. Порядок определения прогнозных показателей останется без изменения.

4.4. Определение времени цикла

При циклическом заводнении за время понижения или повышения закачки должен полностью использоваться упругий запас пласта и жидкостей. Продолжительность полуцикла $T_{\frac{1}{2}}$ может определяться из выражения:

$$T_{\frac{1}{2}} = \frac{0{,}5 \cdot \ell^2}{\varkappa} \qquad (8)$$

где ℓ – расстояние между нагнетательной и эксплуатационной галереями;

$F_0 = 0{,}5$ – параметр Фурье;

$\varkappa$ – средняя пьезопроводность незаводненного объема пласта

$$\varkappa = \frac{K}{\mu_н \beta^*}$$

Полный период T изменения закачки может быть также найден через вынуждающую частоту колебаний давления или расхода

$$T = \frac{1}{\omega_p} \qquad (9)$$

Эта величина может быть найдена из формулы 7 (см. 4.I) после определения безразмерной частоты ω. Рекомендуемыми при проведении процесса являются умеренные частоты (ρ порядка 1-1,9). Однако при проведении процесса циклического заводнения от самог

начала разработки имеет смысл начать воздействие с более высокой частоты, со временем уменьшая ее так, чтобы длина области интенсивного межслойного обмена была равна расстоянию от линии нагнетания до фронта заводнения.

Значение $\rho = I$ должно быть достигнуто при прорыве воды к скважинам. В начале процесса можно принять $\rho = 4$. Изменение ρ в 4 раза соответствует изменение частоты (периода) в I6 раз.

4.5. Определение величин забойных и устьевых давлений

Если циклический режим задан колебаниями расхода на нагнетательных скважинах при постоянстве отбора, необходимо определить соответствующие колебания давления.

Решение одномерной задачи об установившихся фильтрационных колебаниях жидкости в пласте при заданных на входе пульсациях скорости дает следующее распределение амплитуд давлений и скоростей вдоль пласта:

$$P_s = V_{s0}\frac{\ell\mu}{2K\rho}\frac{[ch2\rho(1-x)+\cos 2\rho(1-x)]^{\frac{1}{2}}}{(ch2-\cos 2\rho)^{\frac{1}{2}}} \qquad (10)$$

$$V_s = V_{s0}[ch2\rho(1-x)-\cos 2\rho(1-x)]^{\frac{1}{2}}(ch2\rho-\cos 2\rho)^{-\frac{1}{2}}$$

Здесь V_{s0} – амплитуда скорости на линии нагнетания, ℓ – длина пласта, μ – вязкость жидкости, K – средняя проницаемость пласта,

На входе в пласт ($x = 0$) имеем

$$V_в = V_{в0}$$

$$P_в = V_{в0}\frac{l\mu}{2K\rho}(ch2\rho+\cos2\rho)^{\frac{1}{2}}(ch\rho-\cos\rho)^{-\frac{1}{2}} \qquad (11)$$

На линии отбора (χ = 1)

$$P_в = 2^{\frac{1}{2}}V_{в0}\frac{l\mu}{2K\rho}(ch2\rho-\cos2\rho)^{-\frac{1}{2}} \qquad (12)$$

Средняя за цикл скорость закачки может быть представлена через средний перепад давления между линиями нагнетания и отбора. Тогда выражения амплитуд давления при χ = 0 и χ = 1 можно представить в виде

$$P_в = 2^{-1}\rho^{-1}b\Delta P_c(ch2\rho+\cos2\rho)^{\frac{1}{2}}(ch2\rho-\cos2\rho)^{-\frac{1}{2}} \quad (\chi=0)$$

$$P_в = 2^{-\frac{1}{2}}\rho^{-1}\Delta P_c(ch2\rho-\cos2\rho)^{-\frac{1}{2}} \quad (\chi=1) \qquad (13)$$

Здесь b – введенная выше относительная амплитуда колебаний скорости; ΔP_c – перепад давления между линиями.

Переход от параметров галерей к параметрам скважин производится по методу фильтрационных сопротивлений Ю.П. Борисова. Определяются забойные давления, отвечающие средним и максимальным давлениям и расходам на галереях. Отсюда получаются амплитуды колебаний забойных давлений для нагнетательных и добывающих скважин. Имеется программа таких расчетов, составленная для ЭВМ БЭСМ-6.

Определение устьевых давлений (максимальных и минимальных

величин в соответствии с колебательным характером процесса), а затем - давлений на выкиде из насосов проводится с учетом сопротивлений в лифтовых трубах и подводящих трубопроводах.

5. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДА ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ

5.I. Обзор опытно-промышленных работ по циклическому заводнению

За период I965-I975 гг. метод циклического заводнения был опробован на месторождениях Куйбышевской области, Татарии и Сибири различных по системам разработки, по режимам эксплуатации залежей, по физико-химическим свойствам нефтей и коллекторов.

Так, например, нефтяная залежь карбонатного пласта $А_4$ Покровского и Новостепановский участок Калиновского месторождений представлены коллекторами с широкоразвитой системой трещин, а коллектор Выгодской залежи месторождения Долина представлен слабопроницаемым слоистым песчаником. Разрабатываемые с применением циклического заводнения площади Ромашкинского месторождения и месторождения Западной Сибири сложены терригенными коллекторами, с различным минералогическим составом.

Лабораторные исследования показывают, что в полимиктовых песчаниках месторождений Западной Сибири достичь запроектированных коэффициентов нефтеотдачи будет сложнее, чем в кварцевых песчаниках Татарии, которые характеризуются более высокими значениями начальной нефтенасыщенности.

Средняя проницаемость коллекторов колеблется в широких пределах (от 2,5 до 650 мД), размах в значениях вязкостей нефти достигает 6 сП и более.

Кроме этого, все месторождения характеризуются различным периодом доциклической эксплуатации, т.е. различной степенью обводненности к началу циклического процесса. Несмотря на существенные различия геолого-физических характеристик на всех месторождениях, где применялся метод, были получены положительные результаты.

Необходимо отметить, что во многих случаях процесс циклического заводнения не был запрограммирован. Так на месторождениях Покровское, Калиновское, Яблоневый овраг применение циклического заводнения носило стихийный характер. Остановки нагнетательных скважин были вызваны либо техническими причинами, либо климатическими условиями. А там, где метод был запрограммирован (Азнакаевская площадь, Южно-Ромашкинская площадь, Абдрахмановская площадь, месторождения Трехозерное и Мартыновско-Татаревское), не всегда соблюдались программные условия. Основным отклонением, которое существенно влияет на полученные результаты, следует считать невыдерживание заданного среднего уровня закачки.

Почти на всех площадях циклическое заводнение проводилось со средним уровнем закачки , меньшим, чем при обычном заводнении. Тем не менее по всем площадям были получены ощутимые результаты как в приросте добычи нефти, так и в снижении обводненности добываемой продукции.

Ясно, что при полном соблюдении заданных условий показатели эффективности будут более высокими.

В связи с тем, что при широком внедрении процесса циклического заводнения, его правильной организации придается особо важное значение, Министерством нефтяной промышленности было принято решение по всем разрабатываемым месторождениям, где предполагается применять циклическое заводнение, составлять технологические схемы применения метода. В новых технологических схемах и проек-

тах разработки месторождений Татарии, Западной Сибири и других районов Союза предлагается рассматривать варианты с применением циклического заводнения.

К настоящему времени ВНИИ составлены 4 технологические схемы применения метода циклического воздействия – на Мамонтовском месторождении Западной Сибири, на Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения, на месторождениях Узень и Хетыбай и другие.

5.2. Методика оценки эффективности циклического заводнения по промысловым данным

Основным материалом, на базе которого проводится анализ, являются данные о добыче нефти и воды за исследуемый период. Оценка эффективности метода сводится к сравнению этих показателей при обычном и циклическом заводнении.

Для определения эффективности циклического заводнения можно использовать характеристики вытеснения нефти водой.

Использование этих кривых основано на том, что в водный период разработки при стационарном заводнении в полулогарифмических координатах они имеют линейный характер, а при изменении технологии заводнения (циклическое заводнение, перемена фильтрационных потоков, повышение давления нагнетания и т.д.) прямолинейность кривых нарушается.

Метод характеристик вытеснения основан на нахождении зависимостей вида:

$$\Sigma Q_н = \ell g \Sigma Q_в ; \quad \Sigma Q_н = \ell g \Sigma Q_ж ; \quad \ell g \Sigma Q_н = \ell g \Sigma Q_ж ; \quad \Sigma Q_н = \sqrt{\Sigma Q_ж} \quad \Sigma Q_н = \sqrt{\Sigma Q_в} ; \qquad (I4)$$

где $\Sigma Q_н$; $lg\Sigma Q_н$ - накопленная добыча нефти;

$lg\Sigma Q_в$; $\sqrt{\Sigma Q_в}$ - накопленная добыча воды;

$lg\Sigma Q_ж$; $\sqrt{\Sigma Q_ж}$ - накопленная добыча жидкости.

Построенные зависимости вида (14) за период стационарного заводнения экстраполируем и получаем прогнозные данные по добыче нефти от отбора жидкости и воды.

После этого наносятся фактические данные, соответствующие добыче нефти, воды и жидкости после внедрения метода.

Примерный вид зависимости накопленной добычи нефти от логарифма накопленной воды представлен на рис. 5. Обычное заводнение на этом рисунке описывается отрезком АВ. В момент, соответствующий точке В, было начато циклическое воздействие.

Пунктирная линия ВС, полученная экстраполяцией прямой АВ, представляет собой прогнозный участок на кривой динамики накопленной добычи для обычного заводнения. Отрезком СД определится прирост накопленной добычи нефти за счет применения циклического воздействия, а отрезком ДЕ - сокращение добычи попутной воды за то же время. Дополнительными характеристиками для определения эффективности могут служить такие показатели, как удельный расход воды на единицу добытой нефти в функции от коэффициента нефтеотдачи, зависимости водонефтяного фактора и доли нефти в потоке от отобранной жидкости $\Sigma Q_ж$. Характеристики вытеснения для оценки эффективности можно также использовать в сравнении с другими участками месторождения со старой технологией заводнения. Сравнимые участки должны иметь одинаковые геолого-физические показатели (неоднородность, вязкость нефти и воды, запасы), сетку скважин и историю разработки.

При сравнении участков можно использовать безводную нефте-

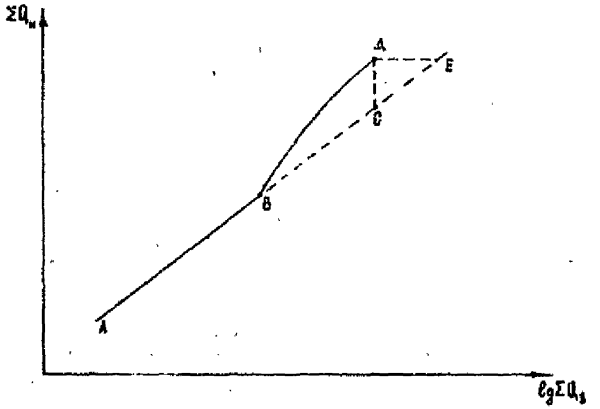

Рис. 5. Примерный вид зависимости $\Sigma Q_н = f(lg \Sigma Q_л)$, используемый для оценки эффективности циклического воздействия по промысловым данным.

отдачу, зависимости нефтеотдачи от относительного объема отобранной жидкости, по удельному расходу воды на извлечение одной тонны нефти, по накопленному водонефтяному фактору и по динамике обводнения наиболее характерных скважин [14].

В отдельных случаях можно обрабатывать данные по отдельным скважинам, что позволяет выделить наиболее активные локальные зоны влияния нестационарности воздействия на процесс извлечения нефти.

Ниже приводится пример оценки эффективности процесса циклического заводнения по промысловым данным участка П и У + УI Азнакаевской площади.

Выбранные участки по своей геолого-физической характеристике типичны для площади. Для оценки эффективности метода выбирались скважины, режим работы которых в период эксперимента оставался таким же, как при обычном заводнении. По участку П таких скважин было выбрано 11, по участку У + УI – 10.

По этим скважинам отдельно для каждого участка была подсчитана накопленная добыча нефти и воды с начала разработки. Полученные результаты на рис. 6,7 предоставлены в виде зависимости

$$\Sigma Q_н = f(\lg \Sigma Q_в).$$

Эффект от применения метода, определенный описанным выше способом, составил по участку П – 1,25%, по участку У + УI – 1,4% от накопленной добычи при обычном заводнении.

За 16 месяцев применения метода на этих участках в сумме было отобрано 80 тыс.т нефти.

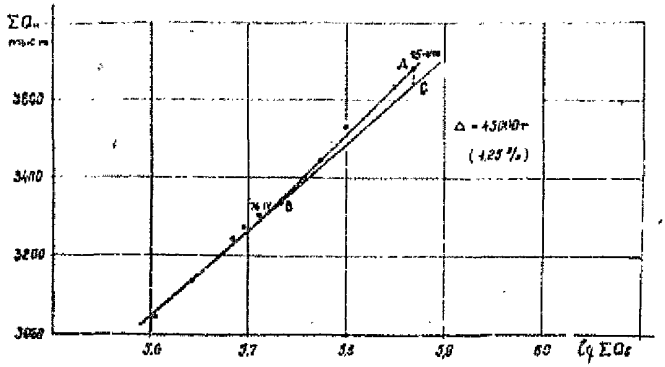

Рис. 6. Зависимость накопленного объема добытой нефти $\Sigma Q_н$ от логарифма накопленной добычи воды $\Sigma Q_в$ по II участку Азнакаевской площади.

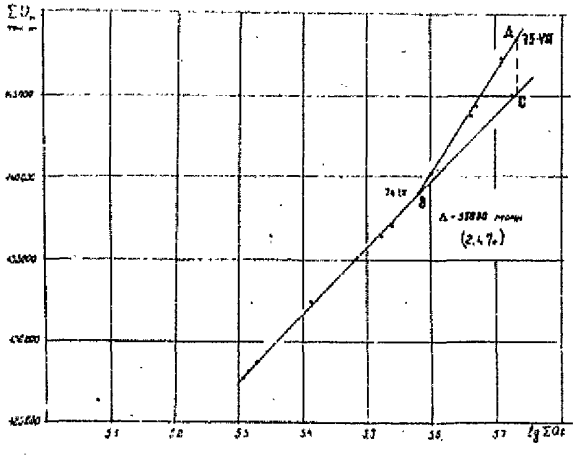

Рис. 7. Зависимость накопленного объема добытой нефти $\Sigma Q_н$ от логарифма накопленной добычи воды $\Sigma Q_в$ по У–УI участкам Азнакаевской площади.

5.3. Методика проведения исследовательских работ на промыслах

Контроль за процессом разработки с применением комплексного метода гидродинамического воздействия должен включать в себя весь общепринятый объем гидродинамических, геофизических и лабораторных исследований.

Частота таких исследований устанавливается геологической службой и согласовывается с технологическим режимом работы скважин. Но в зависимости от специфики того или иного метода воздействия на залежь частоту исследований можно изменить, особенно когда метод находится в стадии внедрения и требует более тщательного контроля.

При циклическом воздействии изменение показателей происходит от полуцикла снижения уровня закачки к полуциклу повышения.

Программе проведения исследований должна предусматривать замер расхода воды по нагнетательным скважинам, замер устьевого давления по предварительно намеченным скважинам, замер забойного и пластового давления и снятие профиля приемистости.

Перед началом проведения циклического заводнения необходимо определить максимальные и минимальные приемистости скважин, давления прекращения фонтанирования, буферные давления и т.д.

Исследования, проводимые в период проведения процесса, должны быть направлены: на определение и уточнение величин полуциклов уменьшения и увеличения закачки с целью исключения остановки фонтанирующих скважин из-за снижения пластового давления; на изучение изменения давлений по нагнетательным скважинам с целью построения карт изобар и определения амплитуд изменения пластовых давлений за каждый полуцикл.

Оптимальное повышение давления нагнетания должно определяться до начала циклического воздействия путем снятия расходограмм при различных режимах нагнетания. Анализ данных КПД позволит определить зону наиболее сильного влияния давления нагнетания, тем самым выявить направление фильтрационных потоков и наметить участки, слабо охваченные заводнением.

Виды и периодичность проведения исследований в процессе осуществления циклического заводнения представлены в табл. 7.

Опорные скважины, выбираемые для контроля за проведением циклического заводнения, должны отражать характерные особенности геологического строения месторождения. Необходимо также учитывать расположение добывающих скважин в рядах относительно нагнетательных скважин (по обе стороны от нагнетательного ряда).

Таблица 7

Виды и периодичность исследований скважин при циклическом заводнении

Вид исследований	Периодичность	Примечание
I	2	3
I. По нагнетательным скважинам		
I. Замер приемистости (расхода)	постоянно	По всем скважинам
2. Замер устьевых давлений и пластовых давлений	на начало и конец полуцикла уменьшения закачки	По всем скважинам с целью определения амплитуды давлений нагнетания.
3. Снятие кривых падения давления	на начало полуцикла уменьшения закачки	По опорным скважинам для определения зоны наиболее сильного влияния давления нагнетания.

1	2	3
4. Снятие индикаторных кривых	Перед началом внедрения метода ежегодно после начала проведения метода	По опорным скважинам для выбора режима работы скважин
5. Снятие профилей приемистости (расходограммы)	-"-	По опорным скважинам для определения оптимального давления нагнетания.
По добывающим скважинам		
1. Замер дебита нефти, воды, жидкости и процента обводненности.	Не реже 3-х раз за каждый полуцикл (в начало, в конце и середине полуцикла)	По всем скважинам для определения эффективности метода.
2. Замер забойных и пластовых давлений.	В конце каждого полуцикла	По опорным скважинам для определения правильности выбора времени полуциклов увеличения и уменьшения закачки.
3. Снятие КВД	На конец полуцикла уменьшения закачки	По опорным скважинам
4. Снятие профилей притока	На начало каждого полуцикла изменения закачки	По опорным скважинам
5. Гидропрослушивание	В период создания импульсов в нагнетательных скважинах	-"-
6. Снятие индикаторных линий	Ежегодно	-"-

План проведения исследований должен составляться работниками НГДУ на основании рекомендаций проекта разработки с применением метода.

6. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ МЕТОДА ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ

6.I. Проблемы обустройства промыслов в связи с применением метода циклического заводнения

Комплекс системы заводнения включает в себя такие сооружения, как водозаборные насосные станции (станции первого подъема), насосные станции второго подъема, кустовые насосные станции, магистральные водоводы, разводящие водоводы. Одним из основных сооружений в комплексе являются кустовые насосные станции (КНС) и высоконапорные разводящие водоводы, идущие от КНС к нагнетательным скважинам. Расчет оборудования для осуществления нагнетания воды в пласты проводится с учетом объемов закачиваемой воды, числа скважин подключенных к КНС, средней приемистости одной нагнетательной скважины, а также давления нагнетания, позволяющего осуществлять закачку необходимых объемов воды. Расчет при обычном заводнении проводится на заданный постоянный расход без учета каких-либо значительных колебаний в объемах закачиваемой жидкости.

Циклическое заводнение предусматривает создание периодических колебаний давления и скорости жидкости в пластах, путем изменения объемов закачки. Исходя из этого, расчет необходимого для проведения циклического заводнения оборудования должен учитывать колебания, создаваемые в системе ППД.

Осуществление процесса циклического заводнения предлагается проводить при сохранении средних объемов закачки и энергии жидкости такими же, как при обычном заводнении. Это означает, что система водоснабжения, подводящая воду к кустовым насосным

станциям, остается без изменения. Все технические мероприятия, необходимые для проведения циклического заводнения, будут направлены на замену оборудования КНС, разводящих водоводов и нагнетательных скважин.

Проведение циклического заводнения на нефтяных месторождениях создает дополнительные нагрузки в системе поддержания пластового давления. Периодическое увеличение объемов закачки в I,5-2 раза, а, следовательно, и приемистости нагнетательных скважин требует более высоких давлений нагнетания, чем при обычном заводнении. Повышение давления нагнетания можно осуществлять путем замены установленных на кустовых насосных станциях низконапорных насосов на высоконапорные марки ЦНС-I80xI422, ЦНС-I80x I900 и ЦНС-500xI900, а также дожимных насосов типа УЭЦП.

Техническая характеристика насосов представлена в таблице 8.

Таблица 8

Марка насоса	Производительность м³/сут	Давление м.вод.ст	КПД
ЦНС-I80xI422	4320	I422	0,7
ЦНС-I80xI900	4320	I900	-"-
ЦНС-500xI900	I200	I900	-"-

Установка высоконапорных насосов дает резерв в давлениях нагнетания, необходимый для проведения циклического заводнения.

Повышение давления нагнетания до I50-200 кгс/см^2 потребует реконструкции системы напорных разводящих водоводов, идущих от кустовых станций к нагнетательным скважинам.

Режим работы нагнетательных скважин при циклическом заводне-

ния связан со значительными периодическими колебаниями давления нагнетания и объемов закачки. Колебание давления по стволу скважины от максимального значения, равного 150-200 кГ/см^2, до минимального, равного 50-100 кГ/см^2, создает дополнительные нагрузки на обсадную колонну и на цементный камень за колонной. Эти нагрузки ускоряют процесс "старения" обсадной колонны и ведут к нарушению цементного камня. Поэтому в целях их ликвидации требуется перевести нагнетательные скважины на закачку по лифтовым трубкам с пакером.

Замена низконапорных насосов на высоконапорные, установка дожимных насосов, реконструкция разводящих водоводов, перевод нагнетательных скважин на закачку по лифтовым трубам - все эти мероприятия необходимы для осуществления эффективного процесса циклического заводнения.

Проектируя разработку вновь вводимых нефтяных месторождений с учетом применения метода циклического заводнения, необходимо рассмотреть все возможные варианты схем технической реализации метода. Такой подход к данному вопросу поможет избежать дополнительных затрат, связанных с переустройством уже существующих систем поддержания пластового давления.

6.2. Схемы реализации метода

Исходя из условия равенства средних объемов закачки при обычном и циклическом заводнении, можно предложить схему размещения скважин, предусматривающую деление нагнетательного ряда, работающего от одной КНС на участки по 3-4-6 скважин.

Циклическое заводнение по такой схеме предполагается осуществлять путем перераспределения максимального и минимального объемов закачиваемой жидкости между группами скважин. Закачка

жидкости при повышенных давлениях в группы скважин одного ряда должна осуществляться последовательно (рис. 8).

Перераспределение объемов закачиваемой воды повышенного и пониженного давлений между группами скважин можно осуществлять по двум основным схемам.

Первая схема предусматривает установку в одном из разводящих водоводов необходимого числа дожимных погружных центробежных насосов. Производительность насосов должна быть подобрана таким образом, чтобы 80% общего объема воды от КНС проходило через дожимной насос и при повышенном давлении, порядка I80-200 кГс/см^2, закачивалось в одну из групп скважин. Оставшаяся часть закачиваемой воды под давлением 80-I00 кГс/см^2 должна поступать в другую группу скважин. Перепуск закачиваемой воды разных давлений в группы скважин осуществляется с помощью переключающего устройства, состоящего из дополнительных водоводов и необходимого числа дополнительных задвижек (рис. 9).

Применение данной схемы наиболее эффективно при работе двух групп скважин от одной КНС, при этом на КНС должен находиться один рабочий насос ЦНС-I80х950.

Вторая схема реализации циклического заводнения предусматривает установку на КНС высоконапорных насосов. Перераспределение различных объемов закачиваемой воды предлагается осуществлять через разводящие водоводы, путем установки дополнительного коллектора переменного сечения (рис. I0).

Для обеспечения максимальной закачки по этой схеме на кустовой насосной станции необходимо установить высоконапорные насосы. Закачиваемая вода от насосов поступает в обычный напорный коллектор, имеющийся на всех кустовых станциях и уже из него - в дополнительный коллектор, который служит для разделения общего зака-

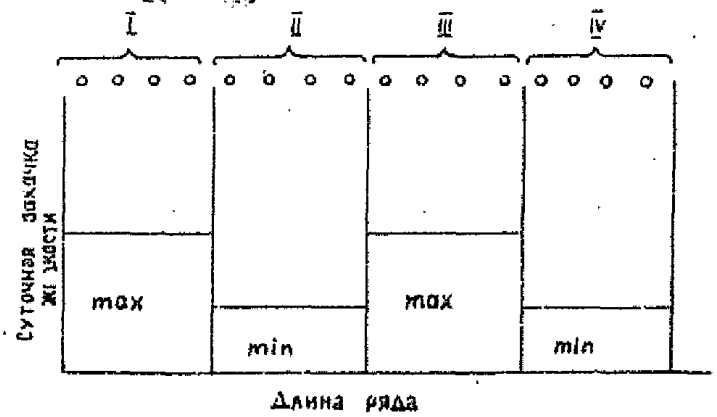

Рис. 8. Схема закачки воды по группам скважин нагнетательного ряда:

max -увеличение объема закачки;

min -уменьшение объема закачки;

I,II,III,IV - участки.

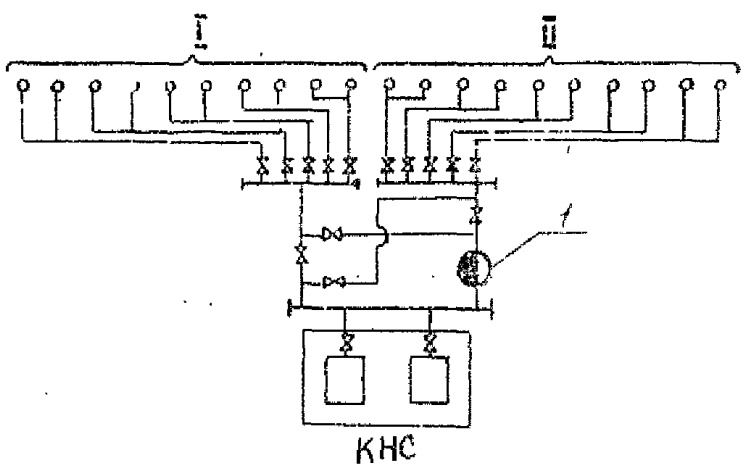

Рис. 9. Схема использования дожимного насоса:

I, II - участки; 1 - дожимной насос типа УЭЦП.

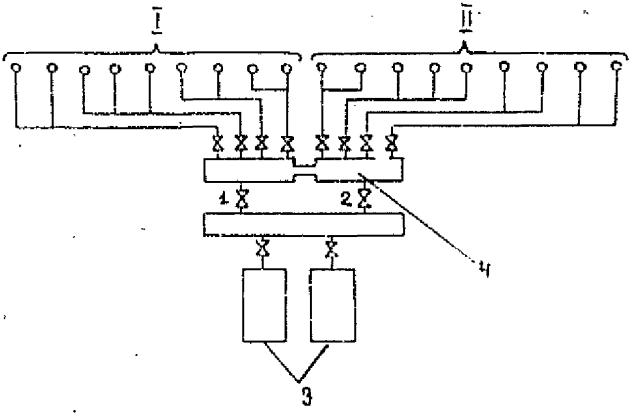

Рис. IO. Схема с установкой дополнительного коллектора переменного сечения:

I,2 - задвижки; 3 - высоконапорные насосы;
4 - дополнительный напорный коллектор;
I, II - участки.

чиваемого объема на два потока (пониженного и повышенного давления). Такое разделение осуществляется путем установки в коллекторе штуцера. Диаметр устанавливаемого штуцера должен рассчитываться из условия снижения закачиваемого объема по одной из групп скважин в I,5 раза. Давление нагнетания должно снижаться от 150-200 кГс/см^2 до 50-140 кГс/см^2. Перераспределение объемов закачиваемой воды пониженного и повышенного давлений между группами скважин можно осуществлять периодическим открытием и закрытием задвижек I и 2.

Схема с установкой дополнительного коллектора может применяться на вновь вводимых и на разрабатываемых месторождениях. Надо отметить, что переход на циклическое заводнение по данной схеме потребует малых капитальных затрат, в особенности на тех месторождениях, где кустовые насосные станции уже оснащены высоконапорными насосами.

Две представленные схемы реализации метода циклического заводнения позволяют производить изменение закачки по нагнетательным скважинам круглогодично, при этом насосы, установленные на станции, будут работать в постоянном режиме обычного заводнения.

Переобустройство системы ППД по приведенным схемам требует времени, а как показали расчеты и экспериментальные исследования, затягивание времени внедрения метода циклического заводнения ведет к снижению его эффективности.

В связи с этим необходимо еще до переобустройства системы ППД под циклическое заводнение внедрять метод с использованием резервов мощностей, имеющихся на кустовых насосных станциях.

В настоящее время все эксперименты по применению метода на ряде месторождений Советского Союза проводятся с использованием

резерва мощностей КНС опытных участков.

Изменение закачки по нагнетательным скважинам таких опытных участков,как правило, производится путем подключения в работу всех мощностей КНС (режим увеличения закачки) и путем полной остановки КНС (режим уменьшения закачки). Работа нагнетательных скважин в таком режиме осуществляется только в летний период, так как отключение скважин в зимний период приведет к замерзанию устьевой арматуры. Недостаток описанной схемы - нестабильный режим работы оборудования, установленного на КНС, что в свою очередь ведет к созданию колебаний в системе магистральных водоводов, подводящих воду к кустовым насосным станциям.

В настоящее время на ряде месторождений для поддержания пластового давления используют сточные воды. Это усложняет проведение циклического заводнения на участках, где период уменьшения закачки соответствует полной остановке скважин и влечет за собой снижение производительности КНС. Излишек поступающей сточной воды необходимо перевести на кустовую станцию с повышенным режимом закачки (период увеличения закачки). Для этого необходимо построить перемычки между водоводами, подающими сточную воду на КНС, подключенные к циклической закачке.

Проведение реконструкции системы ППД под циклическое заводнение учитывает полную утилизацию сточных вод, так как режимы работы кустовых станций не меняются.

Остановимся еще на схеме, в которой могут быть использованы две группы насосов (высоконапорные и низконапорные) установленные на кустовой станции (рис.II).

Осуществлять циклическое заводнение через разные группы насосов можно круглогодично, насосы должны обеспечивать колебание

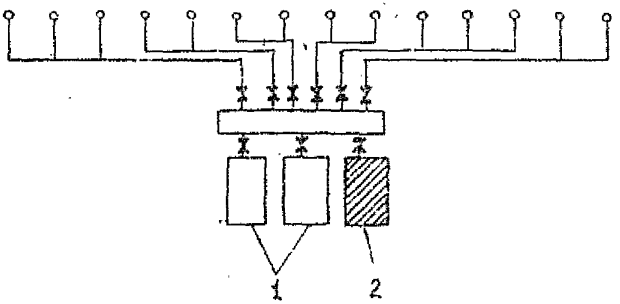

Рис. II. Схема с использованием двух групп насосов:
I - высоконапорные; 2 - низконапорный.

объемов закачки от среднего уровня на 40-50%. Проводить циклическое заводнение по данной схеме целесообразно на тех кустовых станциях, которые уже укомплектованы двумя типами насосов.

Распределение максимальных и минимальных объемов закачки по группам скважин, работающим от насосов высокого давления, можно осуществлять при помощи регуляторов расхода, устанавливаемых на устьях скважин, подключенных к системе циклической закачки. В качестве регуляторов расхода могут служить регуляторы типа I РА - I600, 2500, 4000.

Эффективность циклического заводнения, как уже было сказано, в значительной мере зависит от времени и темпа внедрения на том или ином месторождении. Поэтому предлагается внедрять метод на разрабатываемых месторождениях в два этапа.

На первом этапе внедрения под циклическое заводнение вводятся те участки месторождения, где имеются резервы мощностей на КНС. Второй этап предусматривает проведение необходимой реконструкции КНС, разводящих водоводов, нагнетательных скважин, связанной с внедрением той или иной схемы реализации циклического заводнения.

Выбор оптимальной схемы реализации метода связан с детальным анализом всей системы поддержания пластового давления нефтяного месторождения.

На основании изложенного можно выделить следующие условия и пути технической реализации метода:

- при реализации метода необходимо соблюдать условие равенства средних объемов закачки при обычном и циклическом заводнении;

- циклическое заводнение необходимо проводить круглогодично. Поэтому период уменьшения закачки должен соответствовать ограничению приемистости скважин на 50% по отношению к средней при

обычном заводнении;

- при проектировании системы ППД на месторождениях, вводимых в разработку, необходимо рассматривать все возможные варианты схем технической реализации метода с последующим составлением технического задания. Составляя задание, необходимо учитывать дополнительные нагрузки, возникающие в связи с периодическим изменением давления нагнетания в разводящих водоводах и нагнетательных скважинах;

- на месторождениях, введенных в разработку, метод предлагается внедрять в два этапа.

Первый этап предусматривает использование резервов мощностей КНС. Здесь возможна остановка скважин в летнее время на период уменьшения закачки.

Второй этап предусматривает реконструкцию системы ППД, связанную с установкой на КНС насосов высокого давления, заменой имеющихся разводящих водоводов на водоводы с повышенной толщиной стенки, замену устьевого оборудования с установкой регуляторов расхода, а также перевод нагнетательных скважин на закачку по лифтовым трубам с установкой пакера.

Примером подхода к вопросу о технической реализации метода могут служить технологические схемы применения метода циклического заводнения на Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. [I5].

6.3. Техника безопасности при проведении циклического заводнения

Проведение циклического заводнения требует соблюдения правил техники безопасности, принятых в нефтяной промышленности.

Так как проведение циклического заводнения связано с повышенными давлениями нагнетания воды в пласт, необходимо особое внимание обратить на прочность и герметичность водоводов насосных установок, КИП и применяемого оборудования.

На кустовых насосных станциях, у нагнетательных скважин, на трубопроводах, в колодцах и других коммуникациях запрещаются какие-либо работы при обнаружении запаха газа.

Во избежание поступления воды из нагнетательных скважин по водоводам на КНС (при остановке насосов в период уменьшения закачки), необходимо перекрывать задвижки как на выкиде насоса, так и на устьях нагнетательных скважин.

6.4. Возможные схемы осуществления метода циклического заводнения на Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения

Абдрахмановская площадь находится в центре Ромашкинского месторождения. Поддержание пластового давления на площади осуществляется путем закачки воды в нагнетательные скважины, расположенные по периметру и в пределах этой площади. В настоящее время закачка осуществляется 18 объектами поддержания пластового давления, 8 из которых расположены по периметру и 10 в пределах Абдрахмановской площади.

Анализируя работу объектов поддержания пластового давления на Абдрахмановской площади и основываясь на том, что кустовые

насосные станции, расположенные по периметру площади будут принимать незначительное участие в дальнейшей разработке площади, был рассмотрен вариант применения циклического заводнения только на нагнетательных скважинах, расположенных внутри площади.

Было решено перевести под циклическую закачку 123 нагнетательные скважины, работающие от 3 кустовых насосных станций.

Рассматривая схемы реализации метода циклического заводнения, задавались условием сохранения среднего уровня закачки таким же как при обычном заводнении, а также условием увеличения средней закачки в 1,5 раза.

Основываясь на фактических данных, собранных за все время эксплуатации системы заводнения площади, а также на расчетах давления нагнетания необходимого для проведения циклического заводнения, было показано, что увеличение существующей фактической приемистости нагнетательных скважин в 1,5 раза потребует давления нагнетания, равного 190-200 кГс/см^2. Такое давление может развивать насос ЦНС-180х1900, который и был рекомендован для проведения циклического заводнения на Абдрахмановской площади.

Циклическое заводнение запроектировано проводить в два этапа. Первый этап - это перевод под циклическое заводнение КНС, имеющих высоконапорные насосы или две группы насосов. Второй этап - реконструкция кустовых станций под циклическое заводнение.

Для проведения циклического заводнения нагнетательные скважины, работающие от одной КНС, были разделены на две группы по 6-9 скважин в каждой (рис. 12).

Детально изучив возможности кустовых станций, выбранных под циклическое заводнение, остановились на схеме, в которой для перераспределения различных объемов закачиваемой воды по группам скважин используется дополнительный коллектор переменного сечения.

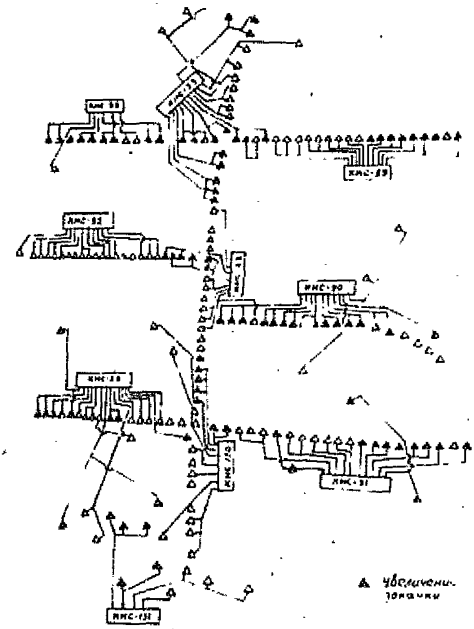

Рис. I2. Схема расположения и работы нагнетательных скважин на Абдрахмановской площади.

Таким образом, второй этап внедрения циклического заводнения будет включать реконструкцию кустовых станций с установкой на них высоконапорных насосов, дополнительного коллектора с переменным сечением и необходимого числа задвижек.

Так как установка дополнительного напорного коллектора требует строительства дополнительной камеры для него, то в качестве частного варианта была рассмотрена схема с использованием имеющегося напорного коллектора. Существующий напорный коллектор разрезается с целью установки штуцера, позволяющего снизить расход закачиваемой воды в I,5 раза (рис. I3). Вода от насосов в этом случае будет поступать в распределительную емкость и уже из нее по двум трубам - в камеры напорного коллектора.

После выбора схемы реализации метода были проведены расчеты необходимого для этих целей оборудования. Все расчеты проводились с учетом фактической производительности кустовых насосных станций, а также состояния и возможностей системы разводящих водоводов и нагнетательных скважин.

Расчеты показали, что для реализации на Абдрахмановской площади метода циклического заводнения потребуется установка на кустовых станциях I4 насосов ЦНС-I80хI900, замена 86 км разводящих водоводов и перевод I23 скважины на закачку по муфтовым трубам с соответствующей пакеровкой.

Подбор труб для замены разводящих водоводов проводился с учетом перевода ряда КНС под закачку сточной воды. Для закачки сточных вод при повышенных давлениях нагнетания потребуется замена 28,7 км труб диаметра II4-I59 мм с толщиной стенки I0-I4 мм. Для закачки пресных вод потребуется замена 5I,7 км водоводов на трубы диаметра I53-II4 мм с толщиной стенки 9-I2 мм.

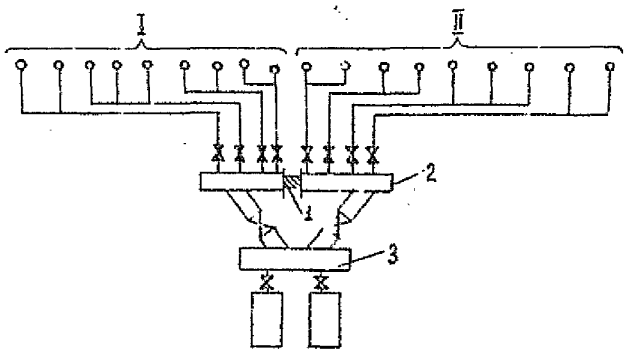

Рис. I3. Схема использования существующего напорного коллектора:

I - штуцер; 2 - напорный коллектор;
3 - распределительная емкость;
I, II - участки.

Выбранная схема применения циклического заводнения представляется наиболее целесообразной.

7. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА

Экономическая эффективность определяется с целью исчисления годового экономического эффекта, получаемого в результате проведения на месторождении циклической закачки воды.

Оценка эффективности применения циклического метода заводнения должна проводиться путем сравнения технико-экономических показателей с методом закачки холодной воды на рассматриваемом месторождении.

В качестве основных показателей при определении экономической эффективности от внедрения циклической закачки принимаются следующие основные показатели:

I. Объем дополнительной нефти, добытой на месторождении после проведения мероприятия;

2. Дополнительные капитальные вложения, связанные с применением мероприятий;

3. Себестоимость дополнительно добытой нефти без проведения мероприятия;

4. Приведенные затраты.

Объем дополнительной нефти, получаемый за счет мероприятия по повышению производительности скважин методом циклической закачки, определяется с помощью методов, изложенных ранее (гл. 4).

Определение дополнительных капитальных вложений

Циклический метод воздействия по сравнению с обычным заводнением требует наличия резерва мощностей в системе заводнения. При внедрении метода появляется необходимость, в основном, в следующем оборудовании.

I. Комплектах насосного оборудования повышенного давления.

2. Регуляторах.

В отдельных случаях появляется необходимость в прокладывании водоводов высокого давления и строительстве шурфов.

Дополнительные капитальные вложения складываются из стоимости оборудования, необходимого для осуществления метода и его монтажа и определяются в зависимости от количества и стоимости единицы оборудования по годам разработки, в тыс.руб.

Определение себестоимости дополнительной добычи нефти

Дополнительные эксплуатационные затраты состоят из расходов по проведению мероприятия и затрат по извлечению дополнительной нефти в текущем году.

Дополнительные затраты на добычу нефти определяются по формуле:

$$З = А + З_{р} + З_{эн} + З_{п} + З_{эп} + З_{В} \qquad (I5)$$

где А - амортизационные отчисления от стоимости дополнительного оборудования. Амортизационные отчисления рассчитываются согласно существующим нормам амортизации.

$З_{р}$ - затраты на текущий ремонт дополнительного оборудования, согласно существующим нормам.

$З_{эн}$ - затраты на электроэнергию при добыче дополнительной нефти определяются исходя из удельного расхода

электроэнергии и фактической стоимости квт.ч объема дополнительно добытой нефти.

$З_п$ – затраты по технологической подготовке нефти определяются только по переменным расходам (материалы, топливо, электроэнергия) и рассчитываются умножением удельных затрат, приходящихся на I т нефти, на объем дополнительной нефти

$З_{эп}$ – затраты при перекачке определяются только в части переменных затрат электроэнергии путем умножения фактической стоимости квт.ч на удельный расход электроэнергии и на объем перекачки дополнительно добытой нефти.

$З_в$ – расходы по искусственному воздействию на пласт определяются только по затратам на электроэнергию, исходя из удельного расхода электроэнергии на I $м^3$ закачки квт.ч и фактической стоимости объема закачки. Расход электроэнергии на I $м^3$ закачиваемой воды при циклике увеличивается в зависимости от заданного давления по сравнению с обычным методом закачки.

Себестоимость добычи I т дополнительной нефти после проведения циклической закачки определяется по формуле:

$$C_2^1 = \frac{\Delta З}{\Delta Q} \qquad (I6)$$

где C_2^1 – себестоимость I т дополнительно добытой нефти, руб

$\Delta З$ – годовые дополнительные эксплуатационные затраты, тыс.руб.

ΔQ – годовая дополнительная добыча нефти, тыс.т

Экономический эффект от проведения циклической закачки в ды в соответствии с типовой методикой экономической эффективности капитальных вложений / 17 / определяется по формуле:

$$Э = [(C_1 + EK_1) - (C_2 + EK_2)]Q_2 \qquad (17)$$

где Э - годовой экономический эффект, в тыс.руб.

C_1 - себестоимость I т нефти в базисном варианте, руб.

C_2 - себестоимость I т нефти при циклике, руб.

Q_2 - годовая добыча нефти при циклике, тыс.т.

K_1 - удельные капитальные вложения в базисном варианте, руб/т

K_2 - удельные капитальные вложения в варианте с цикликой, руб/т

E - нормативный отраслевой коэффициент эффективности.

Себестоимость добычи нефти без проведения мероприятия - C_1 (базисный вариант) определяется по существующим методикам в разрезе статей калькуляции.

Себестоимость I т нефти при циклическом заводнении - C_2 определяются по формуле:

$$C_2 = \frac{З + \Delta З}{Q_1 + \Delta Q} \qquad (18)$$

где З - годовые эксплуатационные затраты в базисном варианте

$\Delta З$ - годовые эксплуатационные затраты в дополнительную добычу нефти при циклике, тыс.руб.

Q_1 - добыча нефти в базисном варианте, тыс.т

ΔQ - дополнительная добыча нефти при циклике, тыс.т.

Удельные капитальные вложения в базисном варианте - K_1 определяются как отношение суммарных капитальных вложений за

период к среднегодовой добыче нефти за рассматриваемый период.

Удельные капитальные вложения при циклической закачке воды - K_2 определяются как отношение суммы капитальных вложений к среднегодовой добыче нефти при циклической закачке воды.

Экономический эффект от циклической закачки воды рассчитывается по годам разработки или в среднем за рассматриваемый период.

8. ПРИМЕР РАСЧЕТА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ

С использованием вышеприведенной методики расчета безразмерных коэффициентов $\gamma, \alpha_1, \alpha_2$, характеризующих отношения основных технологических показателей при циклическом и соответствующем стационарных процессах заводнения были проведены расчеты динамики добычи нефти на ряде месторождений Советского Союза. Порядок и результаты расчета технологических показателей циклического заводнения можно рассмотреть на примере Мамонтовского месторождения Западной Сибири.

Месторождение было введено в промышленную эксплуатацию в 1970 г. В основу разработки продуктивного горизонта $БС_{I0}$ положено внутриконтурное заводнение с разрезанием залежи 12 нагнетательными рядами на 13 эксплуатационных блоков. Система разработки принимается трехрядной.

В настоящее время на месторождении осуществляется "ползущая" система освоения месторождения. Месторождение находится на ранней стадии эксплуатации. Рассмотрим пример расчета:

1. Параметры неоднородности двуслойной модели пласта, необходимые для расчета, были получены путем обработки геофизических данных по 50 скважинам, согласно 4.1

Абсолютные значения проницаемостей и мощностей слоев имеют следующие значения:

$\tilde{K}_1 = 280$ мД, $\tilde{K}_2 = 55$ мД, $\tilde{h}_1 = 4{,}3$ м, $\tilde{h}_2 = 6{,}7$ м

Средняя проницаемость по пласту получалась равной 140 мД, а мощность 11 м, безразмерные параметры K_I и K_2, характеризующие распределение проницаемостей по мощности получились равными 2 и 0,39 соответственно.

Относительные мощности:

$$h_1 = \frac{1 - K_2}{K_1 - K_2} = 0{,}38 \; ; \qquad h_2 = \frac{K_1 - 1}{K_1 - K_2} = 0{,}62$$

2. Безразмерные коэффициенты, характеризующие эффективность процесса, вычислялись при заданных колебаниях скорости в предположении, что относительная амплитуда этих колебаний, умноженная на коэффициент удержания воды ($b\beta$) равна 0,5. Частотный параметр ω принят равным 2, (параметр ρ равным 1).

3. Циклическое заводнение на месторождении предполагается начать с 1977 г. К этому времени месторождение еще не будет полностью разбурено. Тем самым для вновь вводимых участков начало циклического воздействия будет совпадать с началом разработки. Старые участка (блоки) будут находиться в других условиях.

Для определения τ_* - безразмерного времени заводнения, предшествующего циклическому в модельном процессе, необходимо согласно (4.2) провести пересчет временных масштабов, исходя из равенства величины обводненности в момент прорыва для реального и модельного процессов. Эта обводненность равна $K_1 h_1 = 0{,}76$.

В добывающих скважинах первого ряда обводненность продукции 76% наблюдается через 7 лет после начала разработки, в

добывающих скважинах стягивающего ряда - через 22 года.

Зная время начала ввода блока в разработку, найдем для этого блока соответствующее значение τ_*:

$$\tau_* = \frac{t_p \cdot \frac{1}{K_1}}{t_{пр}}$$

Здесь t_p - время физической эксплуатации блока, эта величина будет колебаться от 7 до 0 лет для различных блоков месторождения;

$t_{пр}$ - момент, отвечающий обводненности продукции 76% на реальной кривой динамики добычи блока и равный 7 годам и 22 годам;

$\frac{1}{K_1}$ - безразмерное время прорыва воды по высокопроницаемому слою в модельном процессе, равное 0,5.

Для различных блоков величина τ_* меняется в пределах от 0 до 0,5.

4. На рис. I4 представлена серия кривых относительной годовой эффективности $\gamma(\tau)$ для различных τ_* при $\beta_3 = 0{,}5$ и частоте воздействия, отвечающей $\rho = I$. Зная временной масштаб, можно перейти от безразмерного времени к размерному и наоборот:

$$t = \tau_i t_{пр} K_1$$

где t — год разработки месторождений.

Одному году разработки для добывающих скважин первого ряда отвечает безразмерное время $\tau = \frac{I}{7 \cdot 2} = 0{,}07I$; для скважин стягивающего ряда - $\tau = \frac{I}{22 \cdot 2} = 0{,}023$.

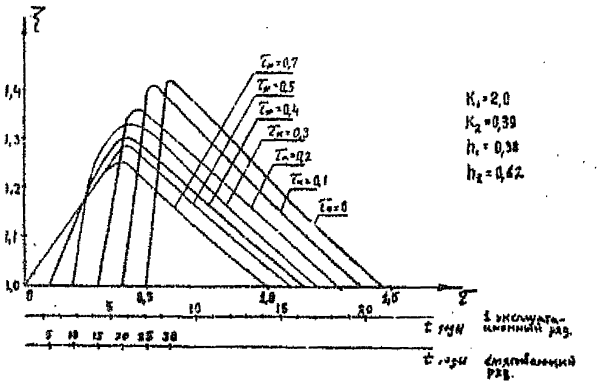

Рис. 14. Зависимость показателя эффективности циклического заводнения η от времени при различной продолжительности доциклической эксплуатации.

Итак, для определения прогноза дополнительной добычи нефти за счет циклического заводнения используется последовательность кривых $\gamma(\tau)$ при различных τ_*.

Зависимость $\gamma(\tau)$ рассчитывается по программе "РОТОР 2".

В добывающих скважинах первого ряда на тех блоках, где $\tau_* = 0{,}5$ эффект от циклического заводнения проявится на первом году применения метода. Для блоков, на которых циклическое заводнение будет вводиться с начала разработки ($\tau_* = 0$) эффект проявится через 7 лет. В добывающих скважинах стягивающего ряда эффект от применения метода проявляется через I8-25 лет после начала разработки.

Результаты расчета коэффициента годового прироста γ по годам при $\tau_* = 0;\ 0{,}3;\ 0{,}5$ для удобства сведены в табл. 9.

5. Зная прогнозные показатели добычи нефти при обычном заводнении, легко получить абсолютный годовой прирост от циклического заводнения путем умножения их на полученные коэффициенты (табл.I0). В этой таблице представлена динамика дополнительной добычи нефти за период с I977-I990 гг. в целом по Мамонтовскому месторождению. Как нетрудно видеть, дополнительная годовая добыча нефти плавно растет и достигая максимума в I983 г. (2,3 млн.т), начинает затем также плавно падать. К I990 г. дополнительная добыча составит 0,34 млн.т (4,4%) от годовой добычи при обычном заводнении. Такое плавное возрастание и падение дополнительной добычи нефти объясняется постепенным вводом под циклическое заводнение различных блоков месторождения.

Показатели разработки Мамонтовского месторождения при обычном и циклическом заводнении представлены на рис. I3.

Очевидно, точность и надежность проводимых расчетов по прогнозу эффективности циклического заводнения зависит от объема

Таблица 9

Изменение во времени коэффициента относительного прироста текущей добычи нефти

Время доциклической эксплуатации	Годы													
	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
= 0,5	1,05	1,1	1,16	1,21	1,25	1,29	1,26	1,22	1,19	1,16	1,13	1,10	1,07	1,04
= 0,3	-	-	1,03	1,23	1,3	1,33	1,32	1,29	1,26	1,22	1,18	1,15	1,12	1,09
= 0	-	-	-	-	-	-	-	1,3	1,4	1,37	1,34	1,31	1,26	1,23

РД 39-1-72 "78 опр. 7"

Таблица IO

Динамика дополнительной добычи нефти и экономических показателей при циклическом заводнении

Показатели	Годы					
	I977	I978	I979	I980	I98I	I982
1.Годовая дополнительная добыча нефти:						
а) млн.т	0,I8	0,46	0,78	I,3	I,8	2,23
б) %	I,8	3,6	5,3	8,7	I2,0	I4,9
2.Дополнительная накопленная добыча нефти:						
а) млн.т	0,I8	0,64	I,42	2,72	4,52	6,75
б) %	0,4	I,2	2,2	3,4	4,7	6,I
3.Дополнительная добыча нефти в % к накопленной за ва I977-I990 гг.	I,8	2,8	3,8	5,2	6,7	8,2
4.Себестоимость I т.руб/т						
а) дополнительной нефти	I9,30	I0,20	7,04	4,9I	4,02	3,6
б) при обычном заводнении	2,98	2,83	2,83	3,04	3,I7	3,02
в) при циклическом заводнении	3,26	3,09	3,04	3,I8	3,26	3,09
5.Уд.капвложения руб/т						
а) дополнительной нефти	0,004	0,0I8	0,0I4	0,009	0,008	0,007
б) при обычном заводнении	38,63	36,40	36,59	39,50	4I,49	4I,49
в) при циклическом заводнении	37,96	35,I3	34,50	36,30	37,00	36,I2
6.Экономический эффект при циклическом заводнении, млн.руб.	-2,07	-I,3I	-0,08	-,075	7,060	9,093

Продолжение таблицы IO

I983	I984	I985	I986	I987	I988	I989	I990
2,3	2,0	I,58	I,I6	0,8	0,55	0,39	0,24
I5,8	I5,6	I4,6	I2,6	I0,3	8,0	6,5	4,4
9,05	II,05	I2,63	I3,79	I4,59	I5,I4	I5,59	I5,77
7,2	8,0	8,5	8,7	8,8	8,8	8,7	8,6
9,3	I0,I	I0,5	I0,6	I0,6	I0,5	I0,4	I0,I
3,8I	3,89	4,08	4,83	6,35	8,63	II,3	I7,33
2,89	2,92	2,97	3,06	3,23	3,35	3,46	3,79
3,03	3,04	3,I3	3,25	3,52	3,74	3,94	4,37
-	-	-	0,00I	0,0I0	0,020	0,030	0,060
42,77	48,62	57,53	67,64	80,30	90,85	I03,72	II6,32
37,09	42,00	50,56	60,07	72,79	84,I0	97,40	III,34
9,06I	9,9I6	8,6I7	7,459	5,30I	3,I08	I,789	0,056

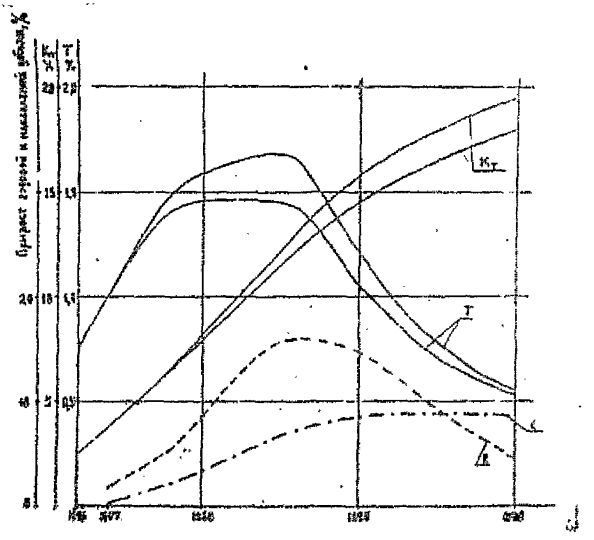

Рис. 15. Показатели разработки Мамонтовского месторождения при обычном и циклическом заводнении:

$K_т$ - текущий коэффициент нефтеотдачи, %;
$\dot{T}$ - темп отбора, %; I - прирост накопленной добычи нефти, %; 2 - прирост годовой добычи нефти, %.

имеющихся исходных данных. К этим данным относятся:

- фактическая динамика обводненности или расчет динамики обводненности по скважинам и по рядам добывающих скважин при обычном заводнении.

- прогноз динамики добычи нефти при обычном заводнении в целом по месторождению и по добывающим рядам.

6. Для определения режима работы нагнетательных и добывающих скважин рассчитываются колебания давления на забоях и устьях скважин. Такой расчет производится по формулам приводенным в разделе 4.5. Безразмерная частота циклического воздействия для пласта $БС_{IO}$ Мамонтовского месторождения, выбранная равной 2, отвечает полному периоду циклической закачки в 20 дней.

Необходимые исходные данные и результаты расчетов сведены в табл. II.

Переход от забойных давлений к давлениям на линиях нагнетания и отбора осуществляется по методу фильтрационных сопротивлений Борисова Ю.П. По этим расчетам получено, что средние перепады давления между линиями нагнетания и отбора равны 63 кГс/см^2, причем давление на линии нагнетания равно 306 кГс/см^2. Используя вышеупомянутые формулы для амплитуд колебаний давления, получим, что на линии нагнетания амплитуда составляет I4 кГс/см^2, а на линии отбора - 7,7 кГс/см^2. Переходя к забойным давлениям, получим амплитуду колебаний давления на забое нагнетательных скважин равной 33 кГс/см^2, на забое добывающих скважин 8,0 кГс/см^2.

Выпишем максимальные и минимальные величины забойных давлений при циклическом воздействии:

для нагнетательных скважин 377 кГс/см2

и 3II кГс/см^2

Таблица II

Исходные данные и результаты расчетов амплитуд давлений

Показатели	Единица измерения	Величина
Вязкость воды	сП	0,5
Пористость	доли ед.	0,215
Проницаемость	дарси	0,I4
Пьезопроводность	$см^2/сек$	22026
Расстояние между нагнетательным и стягивающим рядами	м	I650
Приведенный радиус добывающих скважин	м	0,0I
-"- нагнетательных скважин	м	0,I
Перепад давления между линиями нагнетания и отбора	$кГс/см^2$	63
Давление на линии нагнетания	-"-	306
Давление линии отбора	-"-	243
Давление на забое нагнетательных скважин	-"-	344
Давление на забое добывающих скважин	-"-	I73
Максимальное давление на линии нагнетания	-"-	358
Амплитуда колебаний на линии нагнетания	-"-	I4
Максимальное давление на линии отбора	-"-	I80,7
Амплитуда колебаний на линии отбора	-"-	7,7
Максимальное давление на устье нагнетательных скважин	-"-	I46
Максимальное давление на выкиде нас.,Я		I50

для добывающих скважин I8I кГс/см^2

и I65 кГс/см^2

Для расчета устьевых давлений было принято во внимание, что глубина залегания пласта равна 2400 м. Гидравлические потери в стволе нагнетательной скважины при стационарном осредненном режиме приняты равными 4 кГс/см^2. На режиме максимального расхода, который отличается от среднего в I,5 раза, получим увеличение гидравлических потерь в 2,25 раза. Таким образом, максимальное давление на устье нагнетательной скважины будет равно 377-240+9 = = I46 кГс/см^2, минимальное 3II-2I0+4 = 75 кГс/см^2.

Принимая потери в разводящих водоводах равными 4 кГс/см^2, получаем давление на выкиде насосов (максимальное давление нагнетания), равное I50 кГс/см^2.

Для добывающих скважин, принимая гидравлические потери в стволе равными 5 кГс/см^2 (скорость отбора постоянна) и средний удельный вес отбираемой жидкости (с учетом содержания в ней газа) равным 0,6 Г/см^2, найдем, что средние давления на устье добывающих скважин равны 9,4 кГ/см^2.

7. В результате проведенных расчетов по определению устьевых давлений и давлений на выкиде насосов можно подобрать оборудование, необходимое для осуществления циклического заводнения [I6].

Фактическая приемистость работающих нагнетательных скважин Мамонтовского месторождения превышает проектную величину (2I0 м^3/сут) в I,5-5 раз, при давлениях нагнетания I20-I30 кГс/см^2 ее значение в настоящее время достигает 600-900 м^3/сут.

Для обеспечения заданных объемов закачки на кустовых насосных станциях предусматривается установка насосов ЦНС I80-I422. Средняя приемистость должна составить 350 м^3/сутки.

Проведение циклического заводнения требует в период максимальной закачки повышения средней приемистости нагнетательных скважин в I,5 раза. Абсолютная величина приемистости при этом должна достигать 525 м^3/сутки на одну скважину.

Основываясь на проектных показателях, расчеты по определению амплитуд давления (глава 7), а также на данных о фактической приемистости нагнетательных скважин, можно сказать, что для повышения приемистости нагнетательных скважин до величины 525 м^3/сутки потребуется давление на устье в I46 кГс/см^2.

Циклическое заводнение предполагается осуществлять по группам скважин, работающим от одной КНС.

Каждая группа включает в себя по 5-7 нагнетательных скважин (рис. 16.).

Рассматриваемый процесс осуществляется с помощью высоконапорных насосов ЦНС I80-I422, устанавливаемых на кустовых станциях.

Проектом обустройства предполагается установить 46 насосов указанного типа, что создает резерв мощностей в системе ППД, равный 36%.

При обычном заводнении насосы, установленные на КНС, будут обеспечивать необходимые объемы закачки при давлениях нагнетания I30-I40 кГс/см^2 и с производительностью большей, чем I80 м^3/час. Переход на циклическую закачку и давление нагнетания I50 кГс/см^2 снизит производительность насосов до I50 м^3/час. Такое снижение производительности обычно вызывает необходимость установки дополнительных высоконапорных насосов, необходимых для заданных объемов закачки. Существующий резерв мощностей в системе ППД позволяет использовать для циклического заводнения только запроектированные насосы, без установки дополнительных.

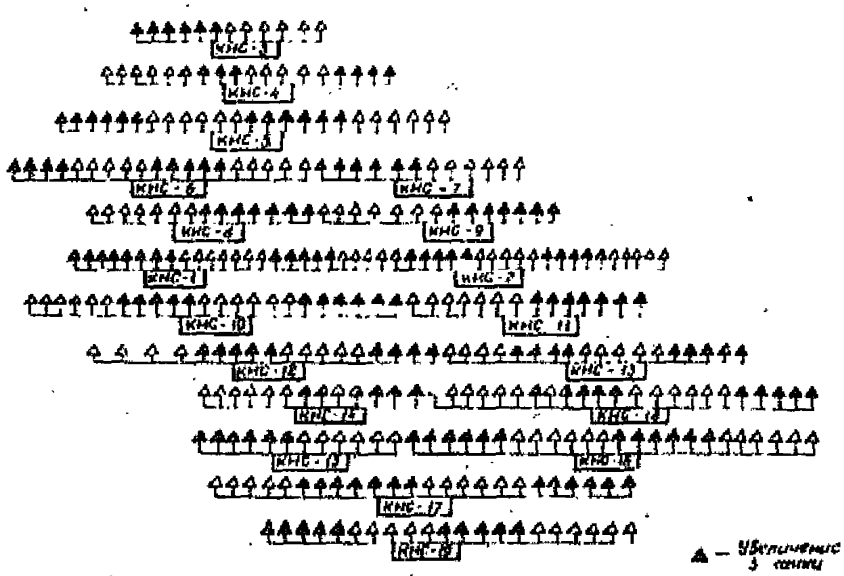

Рис. I6. Схема расположения и работы нагнетательных скважин Мамонтовского месторождения.

Распределение максимальных и минимальных объемов закачки по группам скважин, работающим от насосов высокого давления, можно осуществлять с помощью регуляторов расхода, устанавливаемых на устьях всех скважин, подключенных к системе циклической закачки.

В качестве регуляторов расхода могут служить регуляторы типа I РА-I600, 2500, 4000.

Установка штуцеров и регуляторов расхода на нагнетательных скважинах позволит проводить циклическое заводнение круглогодично.

Работа системы ППД на давлениях нагнетания в I50 кГс/см^2 не потребует реконструкции разводящих водоводов, так как проектом обустройства предусмотрены водоводы из труб I59х9 и I44х8, рассчитанных на это давление.

Реализация данной схемы потребует пересмотра обвязки устья скважин, связанного с установкой регуляторов расхода или штуцеров.

8. Далее приводится расчет экономической эффективности.

Исходные данные для определения дополнительных капитальных вложений включают стоимость регуляторов:

I РА-I600	200 руб.
I РА-2500	300 руб.
I РА-4000	400 руб.

Далее приводятся следующие исходные данные для расчета дополнительных эксплуатационных затрат:

- амортизация дополнительного оборудования - I0% от стоимости оборудования согласно принятым нормам амортизации;

- капитальный ремонт дополнительного оборудования - 4,5% от стоимости оборудования;

- затраты на электроэнергию по извлечению нефти - 0,37 руб/т;

- затраты на электроэнергию по сбору и транспорту нефти - 0,05 руб/т;
- затраты по технологической подготовке нефти - 0,I0 руб/т;
- затраты на электроэнергию при закачке воды с повышенным давлением - 0,I7 руб/м^3.

С учетом технологических показателей табл. 9 и I0 и вышеприведенных исходных данных рассчитаны экономические показатели, соответствующие дополнительно добытой нефти. Эти показатели сведены в табл. I2.

Годовой экономический эффект, рассчитанный по формуле (I4), включен в табл. I0.

Эффект отсутствует в первые 2 года (годы освоения процесса) и достигает наибольшей величины в I982 г. (год максимальной добычи).

В эту же таблицу включены показатели себестоимости добычи нефти и удельных капитальных затрат при обычном и циклическом заводнении.

Нетрудно видеть, что себестоимость I т нефти при циклическом заводнении лишь незначительно превышает соответствующую величину при обычном заводнении (3,03 р/т и 2,89 р/т в I983 г. - году максимальной добычи).

Директор ВНИИ Вахитов Г.Г.

Ответственные исполнители: Сургучев М.Л.
Горбунов А.Т.
Цинкова О.Э.
Дергунов П.В.

Таблица I2

	I977	I978	I979	I980	I98I	I982
I.Дополнительные капвложения,тыс. руб.	0,8	8,I	II,0	I2,0	I5,0	I6,5
2.Дополнительные удельные капвложения, руб/т	0,004	0,0I8	0,0I4	0,009	0,008	0,007
3.Дополнительные эксплуатационные затраты, тыс. руб.	3476,7	4677,2	5490,7	639I,4	7230,9	8034,2
а)эл/т по извлечении нефти	66,6	I70,2	288,6	48I,0	666,0	825,I
б)эл/т по сбору и транспорту нефти	9,0	23,0	39,0	65,0	90,0	III,5
в)затраты по технолог.подготовке нефти	I8,0	46,0	78,0	I30,0	I80,0	223,0
г)эл/т при закачке воды с повышенным давлением	3353	4437	5083	57I2	6290	6868
д)амортизация оборуд.	0,08	0,89	I,99	3,I9	4,69	6,34
е)капит.ремонт оборуд.	0,0I2	0,I2I	0,I65	0,I80	0,225	0,247
4. Себестоимость I т дополнительно добытой нефти, руб/т	I9,3	I0,2	7,04	4,9I	4,02	3,6

Продолжение таблицы I2

I983	I984	I985	I986	I987	I988	I989	I990
-	-	-	0,8	8,I	II,0	I2,0	I5,0
-	-	-	0,0006	0,0I0	0,020	0,030	0,060
8767,6	7778,6	6455,2	5607,8	5080,6	4746,6	4425,4	4I60,4
85I,0	740,0	584,6	429,2	296,0	203,5	I44,3	88,8
II5,0	I00,0	79,0	58,0	40,0	27,5	I9,5	I2,0
230,0	200,0	I58,0	II6,0	80,0	55,0	39,0	24,0
7565	6732	5627	4998	4658	4454	42I6	4029
6,34	6,34	6,34	6,34	6,34	6,34	6,34	6,34
0,247	0,247	0,247	0,247	0,247	0,247	0,247	0,247
3,8I	3,89	4,08	4,83	6,35	8,63	II,3	I7,33

Литература

I. Способ разработки нефтяных месторождений. А.С. № 515360, кл. Е2Iв, 43/20.

2. Способ разработки многопластовых нефтяных месторождений. А.С № 272221, кл. Е2Iв,43/20.

3. Способ разработки нефтяных месторождений. А.С. № 421760, кл. Е2Iв, 43/20.

4. Сургучев М.Л. Импульсное (циклическое) воздействие на пласт как метод повышения нефтеотдачи. НХ № 3, 1965.

5. Сургучев М.Л. "Об эффективности импульсного воздействия на пласты с целью повышения нефтеотдачи". НТС по добыче нефти. Изд-во "Недра", № 27, 1965.

6. Оганджанянц В.Г. Теория и практика добычи нефти при циклическом заводнении. В об. "Разработка нефтяных и газовых месторождений", сер. "Горное дело", Труды ВНИИТИ, М., 1970.

7. Боксерман А.А., Салимов Б.В. О циклическом воздействии на пласты с двойной пористостью при вытеснении нефти водой. Изд-во АН СССР, МЖГ, 1967, № 2.

8. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. М., "Недра", 1972, 287 стр.

9. Метод изменения направлений фильтрационных потоков при разработке нефтяных месторождений. Обзор промысловых работ. М., ВНИИОЭНГ, 1976.

10. Регулирование процессов эксплуатации нефтяных залежей. М., изд-во "Наука", 1976.

II. Афанасьева А.В., Горбунов А.Т., Шустеф И.Н. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания. М.,

"Недра", 1973, 213 стр.

I2. Горбунов А.Т., Карташов Н.А. Некоторые вопросы исследования и установления режима работы нагнетательных скважин. НТС "Нефть и газ Тюмени", № I0, 1971, изд-во института ЗапСибНИТПИ и др.

I3. Горбунов А.Т., Мыхтарянц С.А., Сафронов В.И., Сургучев М.Л., Цинкова О.Э., Шарбатова И.Н. Циклическое заводнение нефтяных пластов. М., ВНИИОЭНГ, 1977.

I4. Атанов Р.И. Изучение методов и результатов интенсификации разработки нефтяных месторождений на поздней стадии их эксплуатации. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. М., ВНИИ, 1972.

I5. Технологическая схема по применению циклического заводнения на Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. М., ВНИИ, 1975.

I6. Технологическая схема по применению циклического заводнения на Мамонтовском месторождении Западной Сибири. М., ВНИИ, 1975.

I7. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений. Госплан СССР, Госстрой СССР, АН СССР, Москва, 1969 г.

П Р И Л О Ж Е Н И Е

И Н С Т Р . К Ц И Я
к программе расче"а эффективности циклического заводнения (РОТОР 2)

Программа (РОТОР 2) осуществляет ввод исходной информации, расчет эффективности во времени и выдачу на печать - времени, текущей эффективности и накопленной эффективности.

I. Ввод исходных данных в той последовательности, в которой они записаны в таблице.

№№ пп	Идентификатор	Формат	Примечание
I	2	3	4
I.	A	безформатный ввод	Амплитуда циклического заводнения, умноженная на коэффициент удержания воды β. При печати исходной информации выводится идентификатором B=...
2.	RO	-	ρ - параметр, связанный с частотой циклического воздействия $\rho=\sqrt{\omega/2}$
3.	KI	-	относительная проницаемость первого пропластка.
4.	K2	-	относительная проницаемость второго пропластка
5.	HI	-	относительная мощность первого пропластка
6.	H2	-	относительная мощность второго пропластка
7.	P	-	параметр, характеризующий расчет либо варианта с заданным давлением (P=0), либо варианта с заданной скоростью (P=I).
8.	HT	-	шаг временного разбиения

I	2	3	4
9.	N3	бесформатный ввод	количество временных слоев, через которое производится выдача на печать.
IO.	TT	-	параметр T_* ; программа построена таким образом, что за один расчет можно получить любое необходимое число вариантов расчета эффективности с различными T_* . Для этого необходимо, все нужные значения T_* , расположить одно за другим в пакете исходной информации.

Некоторые характеристики программы и формирование колоды перфокарт

Программа написана на языке ALGOL - ГДР, длина программы 74 п/п. Для работы требуется 24 тракта МБ. Из библиотеки стандартных подпрограмм используется две подпрограммы IO , SIMP I .

Время расчета (время центрального процессора) зависит от количества вариантов по T_* . Обычно лежит в пределах 3 мин ÷ ÷ IO мин.

Выдача информации производится по колонкам: первая колонка - время (безразмерное), вторая колонка - соответствующий текущий эффект, третья колонка - накопленный эффект за время разработки, четвертая колонка - накопленный эффект за время применения метода.

Пакет перфокарт для счета

Программа РОТОР 2 защищена и входит в фонд алгоритмов и программ ЦНИИ, поэтому пакет перфокарт можно реализовать двумя способами: с текстом программы и без него - с обращением в библиотеку программ.

```
I. Шифр . . .
   ВРЕМЯ ␣ . . .
   Паспорт
   *NAME ␣ . . .
   *ASSIGN ␣ LIBRARY ␣ 6
   *ALGOL
   [ текст программы ]
   *EXECUTE
   [ числовой материал ]
   *END ␣ FILE
   ДК
   ЕКОНЕЦ

2. Шифр . . .
   ВРЕМЯ . . .
   Паспорт
   *NAME
   *ASSIGN ␣ LIBRARY ␣ 6
   *MAIN ␣ РОТОР 2
   *EXECUTE
   [ числовой материал ]
   *END ␣ FILE
   ДК
   ЕКОНЕЦ
```

```
'ALGOL';'REAL'I0,SIMP1;
'BEGIN''INTEGER'I,J,N1,N2,N3,N4,N5,N6,N7,N8;'BOOLEAN'B;
'REAL'A,RO,V1,V2,K1,K2,H1,H2,T,T1,T2,T3,T4,T5,T6,HT,D1,D2,R1,R2,R3,
R4,R5,R6,R7,R8,P,S1,S2;
'REAL'TT;
READ(A,RO,K1,K2,H1,H2);PRINT('A=',A,'RO=',RO,'K1=',K1,'K2=',K2,
'H1=',H1,'H2=',H2,NEWLINE);
READ(P);
READ(HT);PRINT('HT=',HT,NEWLINE);READ(N3);PRINT('ЗАДАЧА ЧЕРЕЗ',N3,
NEWLINE);'IF'P'GT'0'THEN'PRINT('ВАРИАНТ С ЗАДАННЫМ ДАВЛЕНИЕМ',NEWLINE)
'ELSE'PRINT('ВАРИАНТ С ЗАДАННОЙ СКОРОСТЬЮ',NEWLINE);
ВХОД:READ(TT);PRINT('T=',TT,NEWLINE);
PRINT('      ВРЕМЯ          ТЕК. ЗНАЧЕНИЕ          СУМ. ЗНАЧЕНИЕ
   КАРРА2',NEWLINE,NEWLINE);
'IF'P'GT'0'THEN'B:='TRUE''ELSE'B:='FALSE';
'BEGIN'
'REAL''PROCEDURE'F1(X);'VALUE'X;'REAL'X;'BEGIN'
F1:=I0(2*SQRT(D1*D2*R1*X))*EXP(-D2*X)*(D2*D2-D1*D1*EXP(-(D1+D2)*(R2-X)))
'END'
;
'REAL''PROCEDURE'F2(X);'VALUE'X;'REAL'X;'BEGIN'F2:=I0(2*SQRT(D1*D2*R1*X)
)*EXP(-D2*X)*(D2*D2+D1*D2*EXP(-(D1+D2)*(R2-X)))'END'
;
'REAL''PROCEDURE'F3(X);'VALUE'X;'REAL'X;'BEGIN'F3:=I0(2*SQRT(D1*D2*R3*X)
)*EXP(-D2*X)*(D2*D1+D1*D1*EXP(-(D1+D2)*(R4-X)))'END';
'REAL''PROCEDURE'F4(X);'VALUE'X;'REAL'X;'BEGIN'F4:=I0(2*SQRT(D1*D2*R3*X)
)*EXP(-D2*X)*(1-EXP(-(D1+D2)*(R4-X)))'END';
'REAL''PROCEDURE'CH(X);'VALUE'X;'REAL'X;CH:=(EXP(X)+EXP(-X))/2;
'REAL''PROCEDURE'SH(X);'VALUE'X;'REAL'X;SH:=(EXP(X)-EXP(-X))/2;
'IF'B'THEN'R5:=RO*SQRT(2*RO*(SH(2*RO)-SIN(2*RO))/(CH(2*RO)-COS(2*RO)))
'ELSE'R5:=SQRT(RO*(SH(2*RO)+SIN(2*RO))/(CH(2*RO)-COS(2*RO)));
D1:=2*H2*A*(K1-K2)*R5/3,1^16;D2:=D1*H1/H2;
V1:=K1;V2:=K2;R6:=0;
T1:=1/V1-TT'T2:='IF'TT'GE'1/(V1+V2)'THEN'(1-V1*TT)/V2'ELSE'(1-V2*TT)/V1;
T3:='IF'TT'GE'1/(V1+V2)'THEN'(1-V2*TT)/V1'ELSE'(1-V1*TT)/V2;
T4:=1/.2-TT'T:=T1IN1;=(T4-T1)/HTIN2;=0;
'IF'TT'GT'1/V1'THEN''BEGIN'T:=0;H1:=TA/HT'END';
PRINT('R5=',R5,'D1=',D1,'D2=',D2,' T1=',T1,'T2=',T2,'T3=',T3,
```

```
      'T4=',T4,NEWLINE);
      'FOR'I:=1'STEP'1'UNTIL'N1+3'DO''BEGIN'N2:=N2+1;
      R1:=(1-V1*TT-V2*T)/(V1-V2);R2:=(V1*(T+TT)-1)/(V1-V2);
      R3:=(1-V2*(T+TT))/(V1-V2);R4:=(V1*T+V2*TT-1)/(V1-V2);
      R1:=ABS(R1);
      R2:=ABS(R2);
      R3:=ABS(R3);
      R4:=ABS(R4);
      'IF'T2-T'LT'HT'AND'T'LT'T2'THEN'T:=T2;
      'IF'T'GE'T1'AND'T'LE'T2'THEN''BEGIN'S1:=EXP(-R1*D1)*
      (EXP(-R2*D2)*I0(2*SQRT(D1*D2*R1*R2))+SIMP1(F1,0,R2,0-5)/(D1*D2));
      S2:=EXP(-R1*D1)*SIMP1(F2,0,R2,0-5)/(D1+D2);
      'END';
      'IF'T3-T'LT'HT'AND'T'LT'T3'THEN'T:=T3;
      'IF'T'GE'T2'AND'T'LE'T3'THEN''BEGIN''IF'TT'GE'1/(V1+V2)'THEN''BEGIN'
      S1:=(D2+D1*EXP(-(D1+D2)*T))/(D1+D2);
      S2:=D2*(1-EXP(-(D1+D2)*T))/(D1+D2)'END''ELSE''BEGIN'
      S1:=EXP(-R1*D1)*(EXP(-D2*R2)*I0(2*SQRT(D1*D2*R1*R2))+SIMP1(F1,0,R2,0-5)
      /(D1+D2))+EXP(-R3*D1)*SIMP1(F3,0,R4,0-5)/(D1+D2);
      S2:=EXP(-R1*D1)*SIMP1(F2,0,R2,0-5)/(D1+D2)+D1*D2*EXP(-R3*D1)*SIMP1(F4,
      0,R4,0-5)/(D1+D2)'END''END';
      'IF'T4-T'LT'HT'AND'T'LT'T3'THEN'T:=T4;
      'IF'T'GE'T3'AND'T'LE'T4'THEN''BEGIN'
      S1:=(D2+D1*EXP(-(D1+D2)*T)+EXP(-R3*D1)*SIMP1(F3,0,R4,0-5))/(D1+D2);
      S2:=D2*(1-EXP(-(D1+D2)*T)+D1*EXP(-R3*D1)*SIMP1(F4,0,R4,0-5))/(D1+D2);
      'END';
      R7:=(1-H1*K1*S1-H2*K2*S2)/(H2*K2);
      R6:=R6+(H1*K1*S1+H2*K2*S2)*HT;
      R8:=(T-R6)/(H1+H2*K2*T-H1*K1*TT);
      'IF'TT'GE'1/V1'AND'T'GT'0'THEN'R8:=(T-R6)/(H2*K2*T);
      T6:=(T+TT-R6)/(H1+H2*K2*(T+TT));
      'IF'TT'GE'1.V1'THEN'T6:=(T+H1+H2*K2*T-R6)/(H1+H2*K2*(T+TT));
      'IF'N2=N3'THEN''BEGIN'PRINT(T,R7,R8,T6,NEWLINE);N2:=0'END';
      T:=T+HT;
      'END''END';'GOTO'BXQD;
      'END''EOP';
```

PII 39-1-72 -78 cyc. 97

О Г Л А В Л Е Н И Е

Стр.

I. Введение I

2. Геолого-физические основы применения метода циклического заводнения 5

2.I. Механизм процесса обмена жидкостью между зонами разной проницаемости при нестационарном режиме заводнения. Суть метода циклического воздействия 5

2.2. Условия применения метода циклического заводнения 6

2.3. Геологические критерии применимости метода циклического воздействия и область применения 8

3. Метод циклического заводнения и его модификации

3.I. Осуществление метода при различных системах разработки I0

3.2. О сочетании циклического заводнения с методом перемены направлений фильтрационных потоков I4

3.3. Модификация метода в сочетании с применением повышенных давлений нагнетания I9

3.4. Комплексный метод гидродинамического воздействия 22

4. Методика расчета технологических показателей разработки с применением циклического заводнения.. 24

4.I. Подготовка исходных данных и схематизация строения пласта и условий разработки..... 24

4.2. Расчет показателей процесса циклического заводнения элемента пласта 32

стр.

4.3. Способ определения основных технологических показателей с применением метода при проектировании разработки месторождений 35

4.4. Определение времени цикла 39

4.5. Определение величин забойных и устьевых давлений 40

5. Оценка эффективности метода циклического заводнения по промысловым данным 42

5.I. Обзор опытно-промышленных работ 42

5.2. Методика оценки эффективности циклического заводнения по промысловым данным 44

5.3. Методика проведения исследовательских работ на промыслах 49

6. Техническое обеспечение метода циклического заводнения 52

6.I. Проблемы обустройства промыслов в связи с применением метода циклического заводнения 52

6.2. Схема реализации метода 54

6.3. Техника безопасности при проведении циклического заводнения 63

6.4. Возможные схемы осуществления метода циклического заводнения на Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения..... 63

7. Методика оценки экономической эффективности процесса 68

8. Пример расчета технико-экономических показателей разработки с применением метода циклического заводнения 72

Литература 90

Приложение 92

Директор ВНИИ Г.Г.Вахитов

Отв.исполнитель О.Э.Цыкова

ОНТИ - ВНИИ - 1978 г.

Зак.67 Тир.150 экз.

gost.e-ecolog.ru