

Алгоритм выбора объектов для многоэтапного нестационарного циклического воздействия на пласт

¹П.П. Повжик – канд. техн. наук, доцент, заместитель генерального директора;

²Н.А. Демьяненко – канд. техн. наук, доцент, начальник отдела;

³Д.В. Сердюков – начальник отдела;

²К.Ю. Медведев – ведущий геолог;

²П.В. Шамбир – геолог по разработке нефтяных и газовых месторождений

(¹РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»;

²РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» БелНИПИнефть;

³РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» НГДУ «Речицанефть»)

Среди методов повышения нефтеотдачи в последние годы все более широкое распространение находит нестационарное (циклическое) заводнение пластов. При планировании циклического заводнения одним из важнейших этапов является выбор объекта, продолжительности полуцикла воздействия, режима работы нагнетательных скважин, амплитуды изменения давления, достаточной для создания градиента давления, обеспечивающего интенсивный обмен флюидами между низко- и высокопроницаемыми разностями пород-коллекторов. От правильного выбора этих показателей зависит технологическая эффективность работ.

Известно, что наибольшая эффективность нестационарных методов получена для трещинно-пористых коллекторов, а так же для мощных слоисто-неоднородных пластов с хорошей гидродинамической связью между прослоями [1]. Гидрофильность коллекторов выявила себя как положительный фактор. Для внедрения циклического заводнения толщина проницаемая неоднородность пласта показала себя как основной геологический критерий. Подходящими для циклического воздействия являются пласты, которые можно разбить на 2 и более неизолированных пропластка, проницаемость которых отличается не менее чем в 3–4 раза. Коэффициент литологической связности пластов по разрезу (отношение площади слияния коллекторов к общей площади участка) должен быть не менее 0,5. Наилучшими для нестационарных процессов являются газонасыщенные маловязкие нефти. Длительные эффекты свойственны для пластов с низкой вязкостью нефти [1].

В работе [2] сформулирован основной принцип эффективности технологии нестационарного заводнения (НЗ): чем больше величина подвижных запасов нефти, которые не могут быть освоены стационарной системой разработки, тем выше эффект от нестационарного заводнения. Проектирование НЗ необходимо осуществлять на основе учета величины недренлируемых подвижных запасов нефти при стационарном заводнении.

Основные принципы развития НЗ [2] сформулированы так:

- на первой и второй стадиях разработки применять циклическое воздействие со стороны нагнетательных скважин, способствующее более активному заводнению низкопроницаемых коллекторов и застойных зон вблизи нагнетательных скважин;

- на третьей стадии разработки с приближением фронта заводнения к добывающим скважинам, необходимо переходить на чередование отборов жидкости по добывающим скважинам и закачки воды в нагнетательные скважины в противоположных фазах;

- на четвертой, заключительной стадии разработки, необходим переход на постоянную закачку воды в нагнетательные скважины и чередующиеся отборы жидкости по добывающим скважинам с оптимизацией забойных давлений и регулированием направлений фильтрационных потоков по площади.

Наиболее устойчивыми являются статистические связи между удельным эффектом от НЗ и параметрами участков, характеризующими неоднородность свойств коллектора и величину текущих извлекаемых запасов нефти [2].

Критерии выбора объектов для НЗ [2]:

- высокая макронеоднородность продуктивных пластов (большая слоистость, расчлененность, зональная неоднородность с резким изменением свойств от слоя к слою);

- гидродинамическая связь между разнородными слоями, допускающая перетоки флюидов при наличии градиентов давления;

- микронеоднородность пористой среды (размер пор должен изменяться в широких пределах);

- пористая среда должна быть, в достаточной мере, гидрофильной;

- залежь должна обладать высокой упругостью либо за счет сжимаемости нефти и свободного газа в пласте, либо за счет создания большой амплитуды колебания давлений;

- воздействие должно быть внутриконтурным с не-
большими размерами блоков;

- при обработке воды ПАВ повышается ее капилляр-
ная активность, что способствует увеличению эффектив-
ности работ;

- эффект от НЗ тем больше, чем больше на момент
начала применения технологии на участке: нагнетатель-
ных скважин, накопленная компенсация отбора закачкой,
средний дебит по жидкости;

- чем выше проницаемостная неоднородность связа-
ных пластов, тем дольше происходит переток жидкости
между пропластками с различной проницаемостью, тем
дольше период до установления стационарного движе-
ния потока жидкости.

В [3] предлагаются следующие критерии выбора объ-
ектов для нестационарного заводнения:

- коэффициент гидродинамической связанности $> 0,5$;

- проницаемость связанных пропластков должна от-
личаться более чем в 3–4 раза.

Интенсивность перетоков жидкости между слоями, а,
следовательно, и эффективность НЗ зависит в значитель-
ной степени от амплитуды колебаний расхода нагнетае-
мой воды [4].

В работе [5] по результатам анализа фактически вы-
полненных операций НЗ на Мортмыя-Тетеревском место-
рождении показано, что эффективность НЗ определяется
также длительностью полупериода остановок нагнета-
тельных скважин и отношением толщины связанных низ-
копроницаемых пропластков к суммарной эффективной
толщине в интервале перфорации разрабатываемого пла-
ста. Максимальные эффекты получены при длительностях
полуцикла остановки нагнетательных скважин в пределах
35–70 суток и при отношениях толщины связанных низ-
копроницаемых пропластков к суммарной эффективной
толщине в интервале перфорации больше 0,1–0,3 д. ед.
При этом, величина указанных характеристик в значи-
тельной степени определяется особенностями геологиче-
ского строения отдельных участков залежей.

Циклический метод заводнения тем эффективнее, чем
неоднороднее пласт и, следовательно, чем выше его
остаточная нефтенасыщенность после стационарного за-
воднения [6].

В основе критериев эффективного применения НЗ
лежат текущие потенциально подвижные запасы, сосре-
доточенные в низкопроницаемых разностях пласта или
участка НЗ [7].

В работе [8] критерии эффективного применения НЗ
подразделяют на геологические и технологические. К
геологическим критериям относят следующие:

- наличие слоисто-неоднородных пластов с хорошей
гидродинамической связью между пропластками;

- гидродинамическая связь между добывающими и
нагнетательными скважинами;

- площадное сочетание коллекторов разного типа –
высоко- и низкопродуктивных, что приводит к неравно-
мерной выработке запасов при стационарном заводне-
нии;

- достаточно высокие остаточные извлекаемые за-
пасы нефти;

- средняя и высокая текущая обводненность основ-
ной части реагирующих скважин;

- уровень текущего пластового давления, равный на-
чальному, или превышающий его, или наличие активной
законтурной области.

Технологические критерии:

- возможность регулирования режимов работы сква-
жин;

- запас по забойному давлению у большинства ре-
агирующего добывающего фонда, обеспечивающий ста-
бильную работу добывающих скважин во время проста-
ивания нагнетательных скважин;

- большой реагирующий фонд добывающих скважин.
На основании созданной математической модели ав-
торы [9, 10] обосновали следующие критерии эффектив-
ного применения НЗ.

Относительная частота смены циклов, оптимальное
значение относительной частоты смены циклов равно 2.
Это значение отвечает завершению распределения пла-
стового давления, а так же достижению максимальных
перетоков жидкости по длине пласта.

Относительная амплитуда колебаний расхода нагне-
таемой воды, представляющая собой отношение превы-
шения (снижения) уровня нагнетания воды при цикли-
ческом заводнении над средним объемом нагнетания к
среднему уровню закачки при обычном заводнении:

$$b = (Q_{из} - Q_{о.з.}) / Q_{о.з.},$$

где: $Q_{из}$ – максимальный (минимальный) уровень закачки
в период НЗ;

$Q_{о.з.}$ – средний уровень закачки при обычном (стацио-
нарном) заводнении.

При условии сохранения среднего объёма цикличе-
ской закачки воды равным объёму воды при обычном
заводнении, максимальное значение относительной ам-
плитуды колебания расхода воды не может быть больше
единицы ($b \leq 1$). Это означает, что в полупериод повы-
шения давления объём нагнетания должен увеличиваться
в 2 раза, а в полупериод снижения давления – сокра-
щаться до нуля в результате отключения нагнетательных
скважин.

Относительное время начала нестационарной закачки
воды, характеризующее длительность периода обычного
заводнения, предшествующего циклическому. Это период
времени при стационарном заводнении до прорыва воды
в реальных условиях по слою с большой проницаемо-
стью.

Свойства пласта, влияющие на процесс – неоднород-
ность пласта по толщине и проницаемости.

Степень гидродинамической изолированности слоев,
представляющий отношение площади непроницаемой ча-
сти контакта слоев ко всей площади.

Коэффициент удержания воды в нефтенасыщенных
пластах. Он представляет собой долю воды, удерживае-
мую капиллярными силами в низкопроницаемом нефте-
насыщенном слое, куда она поступила из обводненного
высокопроницаемого слоя за счёт циклического воздей-
ствия.

В результате анализа эффективности нестационарного
заводнения на Гремихинском месторождении авторы [11]
выявили следующие факторы, влияющие на эффектив-
ность:

- высокое забойное давление на нагнетательных
скважинах на момент начала циклики приводит к актив-
ному внедрению закачиваемого агента в низкопроницае-
мые прослои;

- высокое забойное давление на добывающих сква-
жинах во время циклического заводнения: при высоких
депрессиях вода проходит по высокопроницаемым зонам
от нагнетательных скважин к добывающим, не успевая

вторгнуться в матрицу, что подтверждает теорию о предпочтительности остановки добывающих скважин в период нагнетания;

- большая нефтенасыщенная толщина низкопроницаемых прослоев: косвенно свидетельствует о высоких запасах нефти в низкопроницаемых зонах пласта;

- высокий средневзвешенный коэффициент проницаемости: косвенно свидетельствует о наличии суперколлектора в разрезе, по которому происходит основная фильтрация жидкости;

- высокая обводненность продукции добывающих скважин на момент начала циклики.

Авторами [12] на примере анализа эффективности НЗ на участках юрских отложений Ватъеганского, Грибного и Повховского месторождений установлено, что эффективность технологии выше в условиях участков со следующими геолого-физическими параметрами:

- расчлененность разреза 1–2 ед.;

- средняя толщина нефтенасыщенных пропластков 5–7 м;

- доля участия низкопроницаемых пропластков 0,5–0,6 д. ед.

В работах [13–15] показано, что на технологическую эффективность НЗ оказывают влияние ГТМ, выполненные на участках воздействия, состояние околоствольной зоны в период создания импульсов давления, величина создаваемого импульса давления, наличие трещин автогидроразрыва пласта (ГРП) в околоствольной зоне нагнетательных скважин.

Опробование технологии циклического заводнения на карбонатных порово-трещинных коллекторах нефтяных месторождений Республики Беларусь позволило установить, что кроме классических подходов в планировании НЗ, изложенных в работах [1–15], для карбонатных коллекторов требуются специальные подходы в реализации технологии. В связи с этим для карбонатных трещинно-поровых коллекторов разработана и опробована технология многоэтапного нестационарного циклического заводнения (МНЦВ) [16–18].

Согласно приведенному выше литературному обзору критериев обоснования целесообразности проведения технологии нестационарного заводнения [1–15] и результатов опробования технологии НЗ на нефтяных карбонатных трещинно-поровых коллекторах Припятского прогиба [16, 17] для планирования технологии циклического воздействия определены следующие критерии:

- тип коллектора – терригенный (поровый)/карбонатный (трещиновато-поровый);

- обводненность добываемой продукции более 60–70%;

- высокая слоистая неоднородность пласта – более 3–4-х пропластков – с наличием гидродинамической связи между низко- и высокопроницаемыми пропластками (отсутствие глинистой перемычки) в терригенных и поровых карбонатных пластах; трещинами и матрицей (блоками) в трещиновато-поровых карбонатных пластах;

- неоднородность пласта по проницаемости – различие в проницаемостях гидродинамически связанных пропластков, трещин и матрицы в 5 и более раз;

- коэффициент гидродинамической связанности по разрезу больше 0,5 д. ед.;

- коэффициент литологической связанности пластов по площади (отношение площади слияния коллекторов к общей площади участка) не менее 0,5 д. ед.;

- пористая среда должна быть, в достаточной мере, гидрофильной;

- отношение толщины связанных низкопроницаемых пропластков к суммарной эффективной толщине пласта в интервале перфорации должно быть больше 0,3–0,5 д. ед.

- высокая расчлененность пласта – более 3 ед.;

- наличие зональной неоднородности – кратное различие в проницаемостях по отдельным зонам пласта (участкам залежи), вскрытым различными скважинами (в 4–10 и более раз);

- средняя начальная нефтенасыщенность пласта 0,55–0,75 д. ед, текущая нефтенасыщенность низкопроницаемых пропластков (зон, блоков) более 0,30 д. ед.;

- хорошая упругость залежи за счет сжимаемости нефти и свободного газа в пласте, либо за счет возможности создания большой амплитуды изменения давления;

- нефть малой вязкости (до 5 мПа·с);

- плотность остаточных подвижных извлекаемых запасов нефти – от 0,5 тыс. т/га;

- газосодержание более 50 м³/т;

- сформированная система ППД;

- возможность изменения направлений фильтрационных потоков при НЗ в пределах 90°;

- преимущественно внутриконтурное заводнение с небольшими размерами площадей, блоков, элементов заводнения (6–15 нагнетательных скважин на участке НЗ);

- расстояние между зоной нагнетания и зоной отборов не более 700 м;

- при определении границ участка следует ориентироваться на границы блока заводнения, в случае больших размеров блока (более 15 нагнетательных скважин), для последующей корректной оценки эффективности работ, блок необходимо разделить на отдельные участки МНЦВ, на основании проведенного геолого-промыслового анализа (ГПА);

- участок НЗ на залежи, по результатам ГПА, должен выбираться в пределах зон с хорошей гидродинамической связью между зонами нагнетания и отбора;

- наличие гидродинамической связи между скважинами участка – не менее 1/3 скважин участка НЗ должны иметь гидродинамически связанные пропластки (трещины – блоки), что подтверждается геолого-промысловым анализом;

- стадия разработки залежи при проведении НЗ – не ранее второй;

- реагирующий фонд скважин – не менее 2 добывающих скважин на каждую нагнетательную;

- средняя и высокая текущая обводненность добываемой продукции основной части реагирующих добывающих скважин при отставании выработки от НИЗ по участку более чем на 5% от текущей обводненности добываемой продукции;

- наличие перед началом НЗ пластовой энергии для стабильной работы в период НЗ добывающего фонда скважин (снижение пластового давления по участку относительно начального не более 40%);

- текущая компенсация отборов жидкости закачкой на участке воздействия перед началом проведения работ не менее 65%;

- удовлетворительное технико-технологическое состояние системы ППД для создания условий применения НЗ – возможность регулирования компенсации отборов закачкой в период реализации технологии в широких пределах от 0 до 200%, по сравнению с объемами нагнетания воды перед НЗ;

- возможность регулирования объемов закачки воды в пределах участка МНЦВ не менее чем на 50% за

счет перераспределения закачки между нагнетательными скважинами или сброса лишнего объема воды в сбросовые скважины (полигоны утилизации воды).

Значения критериев выбора участков и скважин для НЗ уточняются и корректируются с учетом опыта применения данного вида воздействия, условий разработки каждой залежи.

Дополнительные факторы, которые необходимо учитывать на этапе планирования НЗ:

- наличие техногенных трещин авто ГРП и трещин ГРП;
- давление раскрытия трещин при нагнетании воды;
- состояние околоствольной зоны нагнетательных скважин перед началом воздействия (отсутствие кольматации околоствольной зоны);
- выполненные и планируемые к проведению ГТМ;
- охват фонда скважин участка НЗ различными видами ГТМ;
- взаимовлияние ГТМ и НЗ.

На основании основных, из перечисленных критериев, подготовлена матрица выбора залежей (участков) для планирования технологии циклического воздействия (ЦВ) (таблица 1). По структуре порового пространства при выборе пласта (участка) для планирования ЦВ пласты разделили на 2 группы:

- с трещинно-поровым коллектором;
- с поровым коллектором.

В таблице 1 для каждой из этих групп представлены критерии благоприятствования реализации технологии.

По характеру преобладающего влияния на эффективность реализации технологии критерии разделены на 2 группы:

- основные критерии;
- вспомогательные критерии.

В матрицу включены 22 критерия. Из них для порово-трещинных коллекторов – 10 основных и 9 вспомогательных, для поровых – 13 основных и 9 вспомогательных критериев. Если не менее 80% основных критериев

и не менее 50% вспомогательных удовлетворяют условиям матрицы, объект принимается как потенциально перспективный для ЦВ. Среди потенциально перспективных объектов в соответствии с ниже приведенным алгоритмом выбираются и обосновываются объекты для воздействия, а так же режимы воздействия.

Разделение коллекторов на группы обусловлено следующими причинами.

В пластах с трещинно-поровым коллектором при проведении циклического воздействия обмен флюидами (вытесняющим агентом и нефтью) при создании градиента давления происходит между трещинами и блоками (матрицей). Как правило, в таких пластах трещины вертикальные и секут пласт по всей толщине. Через трещины большинство проницаемых пропластков залежи гидродинамически связаны между собой, даже при наличии между ними не проницаемых или полупроницаемых пропластков. Поэтому после создания в таких пластах градиентов давления, обмен флюидами возможен всегда. Главный фактор – это градиент давления, достаточный для преодоления капиллярных эффектов в матрице. Кроме того, как правило, различие в проницаемостях трещин и матрицы достигает 2-ух порядков и более. Поэтому в этих условиях должны быть достаточно высокими (до нескольких МПа) перепады давления между трещинами и матрицей и длительность их действия. В частности, на рисунке 1 показана динамика изменения перепадов давления между матрицей и трещинами и длительности периодов их действия при реализации многоэтапного нестационарного циклического воздействия на семилукской залежи восточного блока Тишковского месторождения [16, 17].

В зоне отборов пластовое давление изменялось от 27,5 МПа (до циклического воздействия – 02.12.2013 г.) до 20 МПа в конце 4 начале 5 этапа (01.12.2016 г.). Изменение пластового давления позволяло создавать градиенты давления между трещинами и матрицей в зоне отборов от 2,5 МПа (2 этап) до 5,0 МПа (1, 4 и 5-ый этапы). Это привело к получению технологического

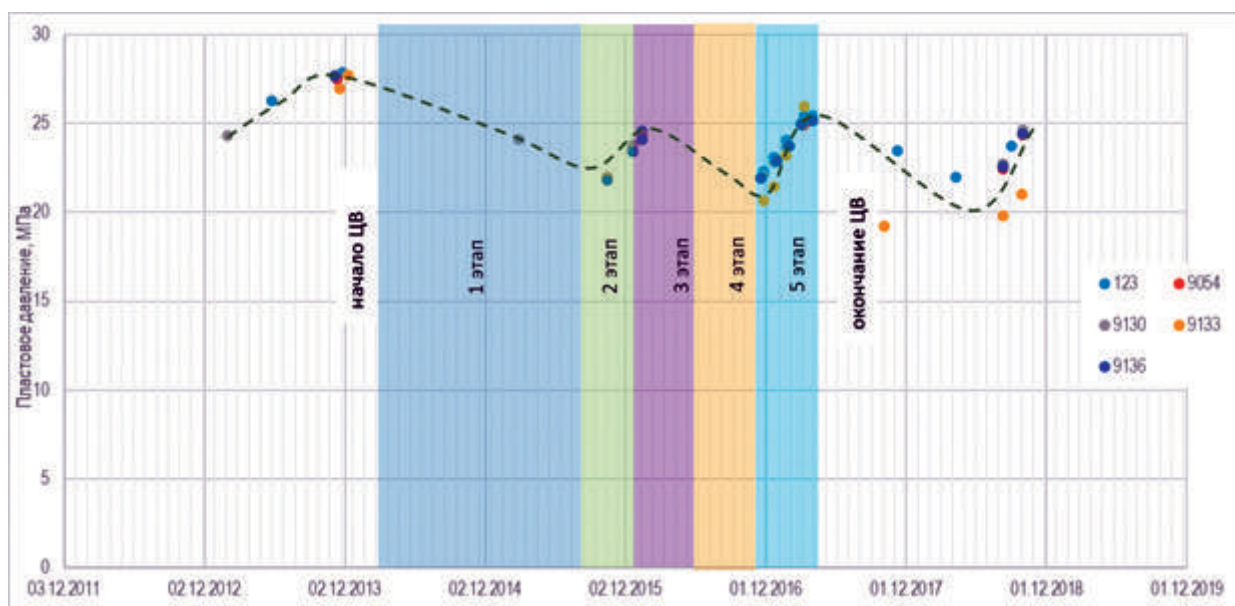


Рис. 1. Динамика пластового давления в зоне отборов в период проведения многоэтапного нестационарного циклического воздействия на семилукской залежи восточного блока Тишковского месторождения.

Таблица 1. Матрица выбора потенциальных залежей (участков) для планирования технологии ЦВ по критериям благоприятствования технологии.

№№ п/п	Наименование критериев выбора объекта	Определяемые критерии	
		Тип коллектора	
		Трещинно- поровый	Поровый
Основные критерии			
1	Обводнённость добываемой продукции > 65%	+	+
2	Текущая нефтенасыщенность низкопроницаемых пропластков (зон, блоков) > 0,30 д. ед.	+	+
3	Давление насыщения < 0,5 $P_{гидр.}$	+	+
4	Плотность остаточных подвижных извлекаемых запасов нефти > 0,5 тыс. т/га	+	+
5	Коэффициент гидродинамической связанности по разрезу > 0,5 д. ед.	-	+
6	Коэффициент литологической связанности пластов по площади > 0,5 д. ед.	-	+
7	Отношение толщины связанных низкопроницаемых пропластков к суммарной эффективной толщине пласта в интервале перфорации > 0,3 д. ед.	-	+
8	Наличие корреляции пропластков между зоной нагнетания и отборов	+	+
9	Расчлененность пласта > 3 ед.	+	+
10	Различия в проницаемости низко- и высокопроницаемых пропластков (трещин и матрицы) > 5 раз	+	+
11	Отставание выработки от НИЗ по от текущей обводнённости добываемой продукции > 5%	+	+
12	Наличие сформированной системы ППД	+	+
13	Возможность изменения направлений фильтрационных потоков до 90	+	+
Вспомогательные критерии			
14	Газосодержание нефти > 50 м ³ /т	+	+
15	Средняя начальная нефтенасыщенность > 0,55 д. ед.	+	+
16	Гидрофильность пористой среды	+	+
17	Наличие хорошей гидродинамической связи между зоной отбора и нагнетания	+	+
18	Снижение пластового давления относительно начального < 40%	+	+
19	Запас пластовой энергии для стабильной работы добывающего фонда (определяется на качественном уровне)	+	+
20	Расстояние между зоной нагнетания и зоной отборов до 700 м	+	+
21	Реагирующий фонд скважин – не менее 2 добывающих скважин на каждую нагнетательную	+	+
22	Возможность регулирования компенсации отборов закачкой в пределах от 0 до 200%	+	+

эффекта дополнительно добытой нефти в объеме более 3000 тонн [16, 17].

В пластах с поровым типом коллекторов, при наличии между проницаемыми пропластками непроницаемых или полупроницаемых, гидродинамическая связь между проницаемыми пропластками будет либо отсутствовать, либо затруднена. Для возникновения обмена флюидами между низкопроницаемыми (нефтенасыщенными) и высокопроницаемыми (промытыми) пропластками необходимо, чтобы эти пропластки были гидродинамически связанными, т.е. между ними отсутствовали не проницаемые или полупроницаемые перемычки. Поэтому при выборе залежей или их участков для планирования ЦВ необходимо учитывать такие критерии как:

- коэффициент гидродинамической связанности по разрезу, который должен быть не ниже 0,5 д. ед.;
- коэффициент литологической связанности пластов по площади, который также должен быть не менее 0,5 д. ед.;
- отношение толщины связанных низкопроницаемых пропластков к суммарной эффективной толщине пласта в интервале перфорации, которое должно быть не менее 0,3–0,5 д. ед.

С учётом обобщения литературных источников, собственного опыта по ЦВ, для выбора участков проведения НЗ и режимов проведения воздействия предложен алгоритм, включающий следующую последовательность действий (рисунок 2):

1. Общий анализ геолого-промысловой информации, включающий изучение геолого-геофизических характеристик продуктивных пластов, характеристики фонда скважин, плотности подвижных запасов, преобладающего типа коллекторов.

2. Если пласт представлен поровыми коллекторами выполняется построение и анализ карт распределения комплексного параметра геологической благоприятности применения НЗ. Предварительный выбор потенциальных для НЗ участков-кандидатов.

3. Построение геолого-статистической модели для выбранных участков пласта, учитывающей корреляцию пластов между скважинами, неоднородность, расчлененность, различия в проницаемостях

4. Выполнение анализа разработки. Определение потенциальных реагирующих добывающих скважин, оценка эффективности системы вытеснения, текущей энергетики залежи. Анализ выполненных мероприятий, направленных на увеличение нефтеотдачи и интенсификацию добычи нефти по участку (физико-химические методы ПНП и гидроразрыв пласта (ГРП), ремонтно-изоляционные работы (РИР), перфорационные методы), влияния проведенных геолого-технических мероприятий (ГТМ) на эффективность реализации нестационарного заводнения.

5. Оценка технической возможности применения ЦВ (как по техническому состоянию нагнетательного фонда, наземной инфраструктуры, так и по возможности изменения направлений фильтрационных потоков в пределах близких к 90°, изменения объемов закачки путем переброски воды с одних направлений на другие не менее, чем на 50%).

6. По результатам выполнения п.п. 1–5 определение значения критериев благоприятствования технологии и сравнение их с граничными значениями критериев, приведенных в таблице 1. Если не менее 80% основных критериев и не менее 50% вспомогательных

удовлетворяют условиям матрицы, объект принимается как потенциально перспективный для ЦВ.

7. Для потенциально перспективных объектов выполняется разработка возможных вариантов реализации ЦВ по пределам изменения пластового давления, компенсации отборов закачкой и объемов закачки воды, формирование возможных технологических режимов ЦВ в виде таблицы 2. Таблица 2 включает 2 части. В первой ее части (А) заданы возможные режимы реализации МНЦВ. Вторая часть (Б) содержит ожидаемые результаты по каждому заданному в первой части таблицы 2 режиму.

8. Проведение многовариантных расчетов на адаптированной геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) по определению технологической эффективности каждого из предложенных в части А таблицы 2 вариантов МНЦВ и возможной длительности каждого из этапов воздействия.

9. Анализ результатов многовариантных расчетов на ГГДМ (часть Б, таблицы 2), выбор объектов с максимальной возможной технологической эффективностью воздействия, схемы остановок-запуска нагнетательных скважин в различных этапах ЦВ, режимов технологического воздействия.

10. Подготовка программы ЦВ. Программа ЦВ должна включать технологические режимы изменения работы нагнетательного и добывающего фонда скважин, длительность этапов воздействия, значения основных контрольных точек для управления ЦВ, перечень мероприятий для получения значений параметров по контролю и управлению ЦВ.

Итоговым результатом и конечным документом после выполнения всего алгоритма является детальная программа ЦВ с пошаговым указанием этапов работ, объемов добычи и закачки, значений текущей компенсации отборов жидкости закачкой, продолжительностью этапов и уровней поддержания пластового давления, программой постоянного контроля за эффективностью реализации процесса.

Выводы

1. Обобщение критериев эффективного применения нестационарного воздействия на пласт, изложенных в литературных источниках и собственного опыта внедрения этой технологии на месторождениях Припятского прогиба позволило определить доминирующие критерии благоприятствования для эффективного многоэтапного нестационарного циклического воздействия на пласт.

2. Разработана матрица выбора потенциальных залежей (участков) для планирования технологии многоэтапного нестационарного циклического воздействия по критериям благоприятствования технологии.

3. Предложен алгоритм выбора участков и режимов воздействия при планировании технологии многоэтапно-го нестационарного циклического воздействия на пласт.

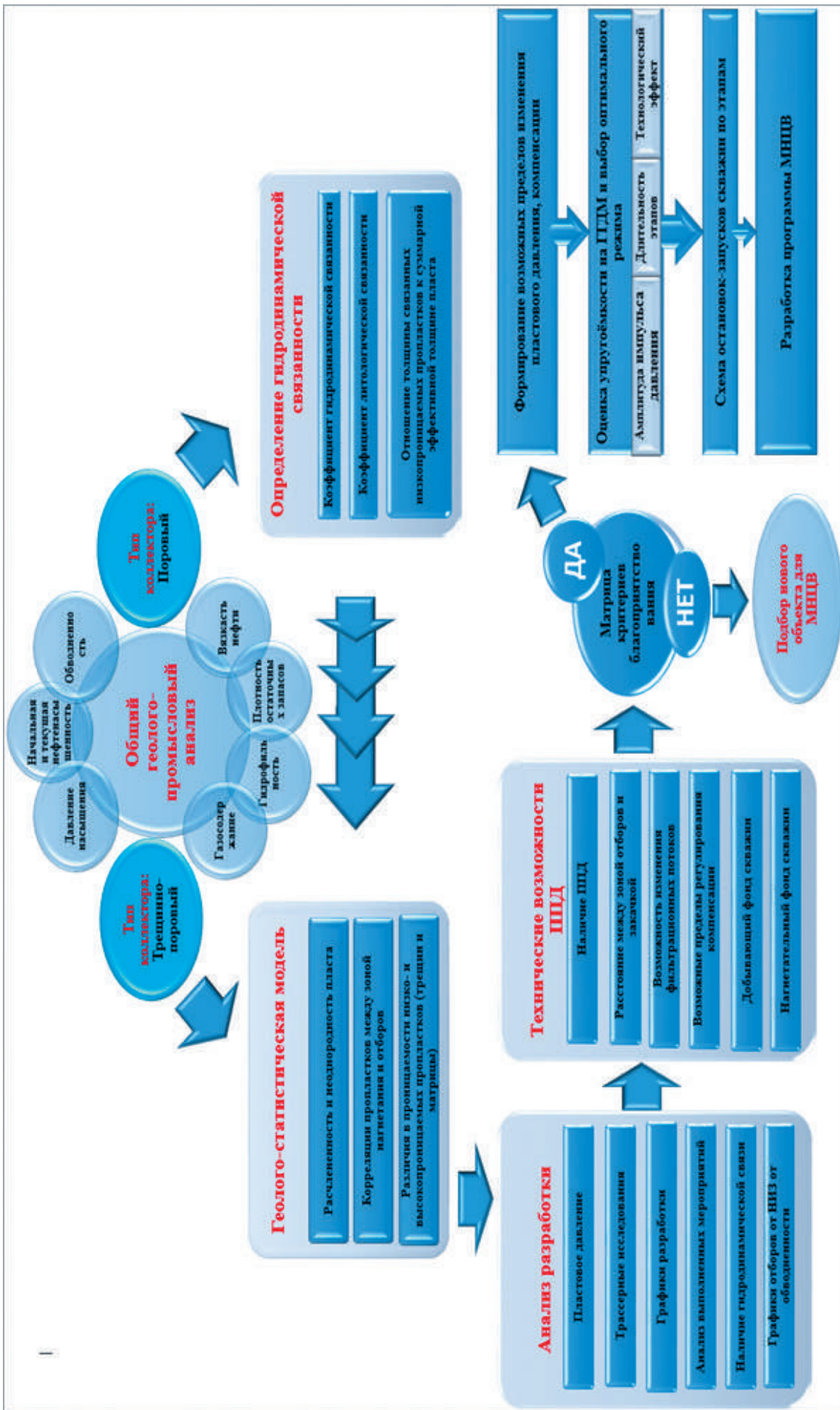


Рис. 2. Алгоритм выбора участков для ЦВ.

Таблица 2. Пример таблицы возможных вариантов изменения пластового давления, периодов остановки запуска скважин при реализации ЦВ для расчета на ГГДМ.

№ варианта	Параметр	№№ этапов						Ожидаемый объем добычи, тыс. тонн	Прирост добычи, тыс. тонн		Объема закачки воды, тыс. тонн	Изменение объема закачки воды, тыс. тонн
		1	2	3	4	5	6		жидкости	нефти		
Часть А (возможные режимы реализации МНЦВ)												
Статический режим отборов и закачки												
1	Давление, МПа	17	25	17	закачка реагентов		17	25				
	Компенсация отборов закачкой, %	60%	>100%	0%			90%	>100%				
	Суточные объемы закачки, м³/сут	216	500	0			216	500				
	Период этапа, сут	расчет на ГГДМ										
2	Давление, МПа	16	26	16	закачка реагентов		16	26				
	Компенсация отборов закачкой, %	50%	>100%	0%			95%	>100%				
	Суточные объемы закачки, м³/сут	180	600	0			342	600				
	Период этапа, сут	расчет на ГГДМ										
3	Давление, МПа	19	27	19	закачка реагентов		19	27				
	Компенсация отборов закачкой, %	70%	>100%	0%			105%	>100%				
	Суточные объемы закачки, м³/сут	252	750	0			378	750				
	Период этапа, сут	расчет на ГГДМ										
4	Давление, МПа	21	23	21	закачка реагентов		21	23				
	Компенсация отборов закачкой, %	80%	>100%	0%			100%	>100%				
	Суточные объемы закачки, м³/сут	288	450	0			360	450				
	Период этапа, сут	расчет на ГГДМ										
Часть Б (ожидаемые результаты по каждому режиму, расчет на ГГДМ)												

ЛИТЕРАТУРА

1. Фаттахов И.Г., Кулешова Л.С., Фарухшин И.Ф. Вопрос макрорегулирования ограничения добычи воды на примере циклического заводнения // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. – №3. – с. 28–30.
2. Владимиров И.В. Нестационарные технологии в разработке нефтяных месторождений. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук.– Уфа: ОАО НПФ «Геофизика», 2005. – 50 с.
3. Крянев Д.Ю., Петраков А.М., Билинчук А.В. Критерии выбора объектов разработки ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» для применения нестационарного заводнения: Повышение эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами сб. науч. тр. – М.: ОАО "ВНИИнефть", 2005. – вып. 132. – с. 135–145.
4. Крянев Д.Ю., Петраков А.М., Минаков И.И., Билинчук А.В. Расчет параметров проведения технологии нестационарного заводнения на примере опытного участка Аганского месторождения: Технологии повышения нефтеотдачи пластов сб. науч. тр. – М.: ОАО "ВНИИнефть", 2005. – вып. 133. – с. 28–43.
5. Ланин Н.А., Телегин И.Г., Ягафаров А.К. Анализ применения нестационарного заводнения на Мортимья-Тетеревском месторождении в 2000–2007 г.г. Сб. докладов Международной академической конференции. Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. (г. Тюмень, 20–22 ноября 2007 года). - Тюмень: ЗапСибНИИГГ, 2008. – с. 387–392.
6. Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хамзин Р.Г. Циклическое воздействие и изменение направления фильтрационных потоков на объектах разработки Татарстана. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М.: «ВНИИОЭНГ», 1993. – №8. – с. 29–37.
7. Шашель В.А., Кожин В.Н., Пакшаев А.А., Владимиров И.В., Казакова Т.Г. Основной принцип эффективности технологий нестационарного воздействия на нефтенасыщенные коллекторы // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. – №2. – с. 28–33.
8. Понамарев Е.В., Асмандияров Р.Н. Опыт применения нестационарного заводнения в ООО «РН-Юганскнефтегаз». // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии – Самара: ООО "Издательский дом "Нефть. Газ. Новации", 2008. – №6 (113). – с. 72–78.
9. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
10. Горбунов А.Т., Мыхтарянц С.А., Сафронов В.И., Сургучев М.Л., Цыпкина О.Э., Шарбатова И.Н. Циклическое заводнение нефтяных пластов // Серия Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1077. – 65 с.
11. Цепелев В.П., Насыров В.А., Качурин С.И. Анализ эффективности использования нестационарного заводнения на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» // Территория нефтегаз. – М.: ЗАО «Камелот Паблшинг», 2011. – №4 (апрель). – с. 30–34.

REFERENCES

1. Fattahov I.G., Kuleshova L.S., Faruhshin I.F. Vopros makroregulirovaniya ogranicheniya dobychi vody na primere ciklicheskogo zavodneniya // Neftepromyslovoe delo. – M.: OJSC «VNIIOENG», 2012. – №3. – p. 28–30.
2. Vladimirov I.V. Nestacionarnye tekhnologii v razrabotke neftyanyh mestorozhdenij. Avtoreferat dissertacii na soiskanie uchenoj stepeni doktora tekhnicheskikh nauk.– Ufa: OJSC NPF «Geofizika», 2005. – 50 p.
3. Kryanev D.YU., Petrakov A.M., Bilinchuk A.V. Kriterii vybora ob"ektov razrabotki ОАО «Slavneft'-Megionneftegaz» dlya primeneniya nestacionarnogo zavodneniya: Povyshenie effektivnosti razrabotki mestorozhdenij s trudnoizvlekaemymi zapasami sb. nauch. tr. – M.: OJSC "VNIIneft", 2005. – v. 132. – p. 135–145.
4. Kryanev D.YU., Petrakov A.M., Minakov I.I., Bilinchuk A.V. Raschet parametrov provedeniya tekhnologii nestacionarnogo zavodneniya na primere opytnogo uchastka Aganskogo mestorozhdeniya: Tekhnologii povysheniya nefteotdachi plastov sb. nauch. tr. – M.: OJSC "VNIIneft", 2005. – v. 133. – p. 28–43.
5. Lanin N.A., Telegin I.G., YAgafarov A.K. Analiz primeneniya nestacionarnogo zavodneniya na Mortym'ya-Teterevskom mestorozhdenii v 2000–2007 g.g. Sb. dokladov Mezhdunarodnoj akademicheskoy konferencii. Sostoyanie, tendencii i problemy razvitiya neftegazovogo potenciala Zapadnoj Sibiri. (g. Tyumen', 20–22 noyabrya 2007 goda). - Tyumen': ZapSibNIIGG, 2008. – p. 387–392.
6. Muslimov R.H., SHavaliiev A.M., Hamzin R.G. Ciklicheskoe vozdejstvie i izmenenie napravleniya fil'tracionnyh potokov na ob"ektah razrabotki Tatarstana. // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh mestorozhdenij. – M.: «VNIIOENG», 1993. – №8. – p. 29–37.
7. SHashel' V.A., Kozhin V.N., Pakshaev A.A., Vladimirov I.V., Kazakova T.G. Osnovnoj princip effektivnosti tekhnologij nestacionarnogo vozdejstviya na neftenasyshchennye kollektory // Neftepromyslovoe delo. – M.: OJSC «VNIIOENG», 2006. – №2. – p. 28–33.
8. Ponamarev E.V., Asmandiyarov R.N. Opyt primeneniya nestacionarnogo zavodneniya v ООО «RN-Yuganskneftegaz». // Interval. Peredovye neftegazovye tekhnologii – Samara: LLC "Izdatel'skij dom "Neft'. Gaz. Novacii", 2008. – №6 (113). – p. 72–78.
9. Surguchev M.L. Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov. – M.: Nedra, 1985. – 308 p.
10. Gorbunov A.T., Myhtaryanc S.A., Safronov V.I., Surguchev M.L., Cynkova O.E., SHarbatova I.N. Ciklicheskoe zavodnenie neftyanyh plastov // Seriya Neftepromyslovoe delo. – M.: VNIIOENG, 1077. – 65 p.
11. Cepelev V.P., Nasyrov V.A., Kachurin S.I. Analiz effektivnosti ispol'zovaniya nestacionarnogo zavodneniya na mestorozhdeniyah ОАО «Udmurtneft'» // Territoriya neftegaz. – M.: CJSC «Kamelot Pablshing», 2011. – №4 (aprel'). – p. 30–34.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

12. Ваганов Л.А., Телегин И.Г. Анализ эффективности нестационарного заводнения юрских отложений Когалымского района // Нефть и газ. – Санкт-Петербург: ИД «СтройПром», 2011. – №6. – с. 60–66.

13. Дулкарнаев М.Р., Захарова Н.П., Демяненко Н.А. и др. Особенности влияния геолого-технических мероприятий на эффективность повышения нефтеотдачи с применением нестационарного (циклического) заводнения // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – №10. – с. 26–34.

14. Захарова Н.П., Демяненко Н.А., Мазитов Р.Ф. О подходах к обоснованию нестационарного заводнения на примере месторождений ТПП «Повхнефтегаз» // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №1. – с. 5–11.

15. Демяненко Н.А., Захарова Н.П., Мальшаков Е.Н. Опыт планирования и результаты применения нестационарного заводнения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» // Современные проблемы машиноведения: материалы XII международной науч.-техн. конф. (науч. чтения, посв. П.О. Сухому), Гомель, 22–23 ноября 2018 г. / М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П.О. Сухого, Фил. ПАО «Компания «Сухой» ОКБ «Сухого». – Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2018. – с. 283–285.

16. Повжик П.П., Демяненко Н.А., Сердюков Д.В. и др. Опыт применения гидродинамических методов повышения нефтеотдачи на карбонатных пластах Республики Беларусь // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – М.: РГУ нефти и газа, 2018. – №5. – с. 54–61.

17. Повжик П.П., Демяненко Н.А., Захарова Н.П. Опыт планирования и реализации нестационарного заводнения с учетом геолого-физических и технологических факторов воздействия // Недропользование XXI век. – М.: Ассоциация организаций в области недропользования «Национальная ассоциация по экспертизе недр», 2019. – №5 (81). – октябрь. – с. 46–55.

18. Положительное решение ЕАПВ о выдаче патента на изобретение по заявке №201900259. - 25.09.2020.

REFERENCES (ending)

12. Vaganov L.A., Telegin I.G. Analiz effektivnosti nestacionarnogo zavodneniya yurskih otlozhenij Kogalym'skogo rajona // Neft' i gaz. – Sankt-Peterburg: ID «StrojProm», 2011. – №6. – p. 60–66.

13. Dulkarnaev M.R., Zaharova N.P., Demyanenko N.A. i dr. Osobennosti vliyaniya geologo-tekhnicheskikh meropriyatij na effektivnost' povysheniya nefteotdachi s primeneniem nestacionarnogo (ciklicheskogo) zavodneniya // Neftepromyslovoe delo. – M.: OJSSC «VNIIOENG», 2018. – №10. – p. 26–34.

14. Zaharova N.P., Demyanenko N.A., Mazitov R.F. O podhodah k obosnovaniyu nestacionarnogo zavodneniya na primere mestorozhdenij TPP «Povhneftegaz» // Neftepromyslovoe delo. – M.: OJSC «VNIIOENG», 2019. – №1. – p. 5–11.

15. Demyanenko N.A., Zaharova N.P., Mal'shakov E.N. Opyt planirovaniya i rezul'taty primeneniya nestacionarnogo zavodneniya na mestorozhdeniyah ООО «LUKOIL-Zapadnaya Sibir» // Sovremennye problemy mashinovedeniya: materialy XII mezhdunarodnoj nauch.-tekhn. konf. (nauch. chteniya, posv. P.O. Suhomu), Gomel', 22–23 noyabrya 2018 g. / M-vo obrazovaniya Resp. Belarus', Gomel. gos. tekhn. un-t im. P.O. Suhogo, Fil. PJSC «Kompaniya «Suhoy» OKB «Suhogo». – Gomel': GGTU im. P. O. Suhogo, 2018. – s. 283–285.

16. Povzhik P.P., Demyanenko N.A., Serdyukov D.V. i dr. Opyt primeneniya gidrodinamicheskikh metodov povysheniya nefteotdachi na karbonatnykh plastah Respubliki Belarus' // Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa. – M.: RGU nefiti i gaza, 2018. – №5. – p. 54–61.

17. Povzhik P.P., Demyanenko N.A., Zaharova N.P. Opyt planirovaniya i realizacii nestacionarnogo zavodneniya s uchetom geologo-fizicheskikh i tekhnologicheskikh faktorov vozdeystviya // Nedropol'zovanie XXI vek. – M.: Associaciya organizacij v oblasti nedropol'zovaniya «Nacional'naya associaciya po ekspertize nedr», 2019. – №5 (81). – oktyabr'. – p. 46–55.

18. Polozhitel'noe reshenie EAPV o vydache patenta na izobretenie po zayavke №201900259. - 25.09.2020.