лемое описание их фактических динамик во времени пока успехом не увенчались. Однако при выводе установки на режим устойчивых автоколебаний (когда расход рабочего газа будет "определяться" самой установкой) такой подход может оказаться перспективным решением проблемы мониторинга и прогнозирования параметров режима работы скважин, оснащённых установкой циклического газлифта.

В итоге можно сделать следующие выводы:

- при необходимости моделирования параметров  $\Delta p^2$  и  ${Q_{rc}}^2$  можно применять идентификационное уравнение с синусоидальным заданием динамики  ${Q_{rc}}^2$  (описание одним линейным ОДУ);
- расходы газа сепарации и жидкости можно моделировать на основе моделей типа автоколебательной модели Лотки-Вольтерра с двумерными фазовыми портретами переменных, но только после её модифицирования и сдвига решения для одной из переменных во времени на постоянную величину (описание двумя нелинейными ОДУ);
- применение динамических моделей с трёхмерными фазовыми портретами возможно для моделирования импульсов подачи рабочего газа и колебательного характера расходов газа сепарации и жидкости, что реализовано в настоящей работе пока только для более компактного описания фактической динамики переменных с перспективой на соединение системы трёх уравнений в единую нелинейную модель (описание тремя нелинейными ОДУ).

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ПАРОТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ЧЕРЕЗ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ НА УЧАСТКЕ ОПЫТНЫХ РАБОТ ПЕРМО-КАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Буракова С.В., Тарасов Г.А. филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" институт "ПЕЧОРНИПИНЕФТЬ"

Для участка опытных работ (два элемента 9-ти точечной системы разработки: 17 добывающих и 2 нагнетательные скважины в центре) уникальной залежи Усинского месторождения в Тимно-Печорском регионе, содержащей в сложнопостроенных карбонатных коллекторах с резкой проницаемостной неоднородностью (от 40 мД до 4 Д и более) каменноугольно-нижнепермского возраста нефти вязкостью в среднем 700 сПз, была создана и адаптирована гидродинамическая модель, которая учла предшествующий период выработки запасов нефти на естественном упруго-водонапорном режиме и почти 10-ти летний период воздействия горячей водой. Погрешность по накопленной нефти составила 5 %, по пластовым давлениям 3 %.

По результатам анализа закачки горячей воды на данном участке и площадной закачки пара на соседнем участке ПТВ-3 сделан вывод о невысокой эффективности площадного вытеснения через систему вертикальных скважин.

Для повышения нефтеизвлечения рассмотрены варианты воздействия на пласт:

- через одиночную горизонтальную скважину (ГС) в случае применения ее в качестве паронагнетательной для постоянного и циклического режимов площадной закачки пара и применения ГС для пароциклических обработок (ПЦО);
- парой параллельно расположенных друг другу  $\Gamma C$ , одна из которых нагнетательная, другая добывающая.

Предусматривалось, что для первого случая ГС с длиной горизонтального ствола 200 м проводится на средний эксплуатационный объект в районе существующих очагов закачки и взамен их. Расчеты показали, что в рассмотренных гидродинамических условиях применение ГС под площадную закачку пара в постоянном режиме бессмысленно, поскольку, практически, весь пар уходит в ранее прогретые обводненные интервалы. Однако циклическая закачка пара в ГС позволяет при уменьшении на 4-10 % суммарной за период добычи нефти снизить объемы закачиваемого пара на 25-50 %.

Для исследования возможности использования ГС под ПЦО проведена серия расчетов, предусматривающих, что на опытном участке через существующие вертикальные скважины проводится закачка пара в постоянном режиме (300 т/сут), а из добывающих скважин ведется отбор жидкости (50 м³/сут). ГС проведена на средний объект с начальной вступительной температурой 25  $^{0}$ С, дебитами по жидкости 100 м³/сут, по нефти - 2 м³/сут. Цикл обработки скважины паром - 20 суток, темп закачки пара - 600 т/сут; цикл отбора с дебитом жидкости 100 м³/сут — до конца условного года.

В результате расчетов получено, что вступительный дебит ГС после ПЦО составил по нефти  $20 \text{ м}^3$ /сут при обводненности 78 %, впоследствии наблюдается монотонное его снижение до  $4 \text{ м}^3$ /сут.

Далее, в альтернативу традиционному варианту латерального вытеснения нефти паром вертикальными скважинами рассмотрены варианты инициализации парой ("дуплетом") горизонтальных скважин вертикального вытеснения нефти паром.

Горизонтальная паронагнетательная скважина проведена на средний эксплуатационный объект, добывающая горизонтальная - на верхний. Приемистость паронагнетательной скважины - 600 т/сут, дебит жидкости добывающей ГС - 200 м³/сут.

Расчеты показали, что такая технология позволяет за период 17 лет на 25 % увеличить накопленную добычу нефти (или, примерно, на 590 тыс.т).

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

- 1. Бурение ГС для площадного паротеплового воздействия в текущих условиях пермо-карбоновой залежи, особенно в зоне влияния теплового воздействия, связано с большим экономическим риском, который, однако, может быть уменьшен технологией циклической закачки пара.
- 2. ПЦО ГС в условиях зон высокой обводненности и практического отсутствия в продукции скважины нефти до обработки паром ее призабойной зоны позволит увеличить дебит ГС в несколько раз. Кроме того, в отличие от ВС, где количество обработок одного интервала не рекомендовано больше 3-4, в ГС

мы наблюдаем, что и после 5 обработок эффект будет продолжаться. После прекращения эффекта от ПЦО скважина может быть переведена под площадную циклическую закачку пара с отключением существующих вертикальных очагов.

- 3. Не рекомендуется бурить ГС в зоне повышенных температур ни под закачку пара, ни под отбор нефти после ПЦО.
- 4. Проведенные исследования показали необходимость тщательного подхода к выбору участков заложения ГС. Кроме геофизических и гидродинамических исследований пробуренных скважин выбранного для ГС участка рекомендуется детальное геологогидродинамическое моделирование происходящих на нем процессов и подбор оптимальных параметров технологии для каждого конкретного участка, в силу различия текущих геолого-гидродинамических условий и техногенных факторов (наличия закачки, отборов, вскрытия объектов, состояния эксплуатационной колонны, цементного камня и др.).

## АНАЛОГО-ЦИФРОВОЙ БАЗОВЫЙ МАТРИЧНЫЙ КРИСТАЛЛ АЦМ2

Воробьев А.Д., Трудновская Е.А., Васюнин Д.А., Качина Е.М., Лагун А.М., Лукьянова Е.В.

Стремительный рост степени интеграции интегральных схем (ИС) и появление таких перспективных технологических процессов изготовления ИС как БиКМОП позволяют разработчикам радиоэлектронной аппаратуры разрабатывать сложные, зачастую уникальные аналого-цифровые системы, интегрируя их на одном кристалле, что, в свою очередь, требует новых подходов при их разработке. Одним из возможных путей ускорения разработки и удешевления производства таких однокристальных аналогоцифровых систем является использование аналогоцифровых базовых матричных кристаллов (АЦ БМК).

На ОАО "Ангстрем" ведется разработка АЦ БМК АЦМ2, изготовленного по технологии БиКМОП с использованием КМОП транзисторов с проектными нормами 1 мкм, биполярных комплиментарных прп и рпр транзисторов с изолированным коллектором, с

проектными нормами 1 мкм и двумя слоями металлизации. АЦ БМК АЦМ2 условно можно разделить на два блока — аналоговый и цифровой. Цифровой блок расположен в верхней части БМК, а аналоговый в нижней части БМК. Между блоками расположен ряд конденсаторов, а также ряд высокоточных резисторов, конструктивно входящих в аналоговый блок.

АЦ БМК АЦМ2 содержит следующие базовые элементы:

- 1. Базовые элементы аналогового блока
- 1.1. Транзистор NPN-типа.
- 1.2. Транзистор PNP-типа.
- 1.3. Мощный транзистор NPN-типа (NPN4).
- 1.4. Мощный транзистор PNP-типа (PNP4).
- 1.5. Базовая цифровая ячейка 2 (БЦЯ2). Содержит 8 элементарных вентилей: 4 счетверенных PMOS транзистора и 4 счетверенных NMOS транзистора
- 1.6. Базовая аналого-цифровая ячейка. Содержит 12 NPN-транзисторов, 4 PNP-транзистора, 2 БЦЯ2, 32 поликремневых резистора, 2 поликремневых конденсатора, 20 высокоточных резисторов.
  - 2. Базовые элементы цифрового блока
- 2.1. Базовая цифровая ячейка 1 (БЦЯ1). Содержит 4 элементарных вентиля: 2 сдвоенных PMOS транзистора и 2 сдвоенных NMOS транзистора. БЦЯ1 имеет два варианта исполнения: БЦЯ1-А (с раздельными затворами между PMOS и NMOS транзисторами) и БЦЯ1-В (с объединенными затворами между PMOS и NMOS транзисторами)
  - 2.2. Мощный цифровой драйвер.
- 2.3. Базовая цифровая линейка с раздельными затворами. Содержит 218 БЦЯ1-А в общем кармане.
- 2.4. Базовая цифровая линейка с объединенными затворами. Содержит 218 БЦЯ1-В в общем кармане.

Аналоговый блок АЦ БМК АЦМ2 состоит из 2-х рядов по 28 базовых аналого-цифровых ячеек в каждом и ряда высокоточных резисторов, расположенного между аналоговой и цифровой частью АЦ БМК АЦМ2. В аналоговую часть также входят мощные транзисторы NPN4 и PNP4, расположенные между контактными площадками аналоговой части АЦ БМК АЦМ2.

Таблица 1. Основные характеристики АЦ БМК АЦМ2.

Число выводов	48
в том числе: цифровых	24
аналоговых	24
Базовый технологический процесс	БиКМОП
Размеры кристалла	5,72х5,42 мм
Типы корпусов	H16.48-1B
Напряжение питания:	
аналоговой части	От ±2,5В до ±4,5В
цифровой части	+5B
Количество цифровых базовых линеек	34
в том числе: с раздельными затворами	16
с объединенными затворами	18
Количество аналого-цифровых базовых ячеек	56
Количество периферийных цифровых ячеек	11
Количество дополнительных мощных транзисторов N-типа	144