вой детализации спецификации программы с одновременной ее верификацией //Труды НТК "Безопасность информационных технологий". ПНИЭИ, Пенза, 2002. - С.40-43 "

7. Фатеев А.Г., Чижухин Г.Н. Математические модели средств спецификаций программ на основе тензорного языка системотехники //Труды НТК безопасность информационных технологий", ПНИЭИ, Пенза, 2002. - С.49-52.

8. Бочкарева Ю.Г., Смогунов В.В., Фунтиков В.А., Чижухин Г.Н. Подход к системному анализу информационной безопасности.//Успехи современного естествознания -№10, 2004 г. - С.66-67

9. Хомяков Д.М, Хомяков П.М.. Основы системного анализа. - М.: Изд-во механико-математического факультета МГУ им. М.В.Ломоносова, 1996. - 108 с.

10. Грушо А.А., Тимонина Е.Е.. Теоретические основы защиты информации. - М.: Изд-во агентства «Яхтсмен», 1996. - 192 с.

11. Чижухин Г.Н.. Основы защиты информации в вычислительных системах и сетях ЭВМ: Учеб. пособие.-.Пенза: Изд-во Пенз. гос. ун-та , 2001. - 164 с.

12. Герасименко В.А., Малюк А.А. Основы защиты информации: Учебник для вузов -М.: Изд-во ООО «Инкомбук», 1977. - 537с.

13. Расторгуев СП.. Абсолютная система защиты.//Системы безопасности связи и телекоммуникаций-№3, 1996. - С.86-89.

НЕЛИНЕЙНОЕ ДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ЦИКЛИЧЕСКОГО ГАЗЛИФТА НА РЕЖИМАХ С ВЫНУЖДЕННЫМИ КОЛЕБАНИЯМИ

Бураков Ю.Г., Соколов В.А.
Филиал ООО "ВНИИГАЗ" – "Севернипигаз",
Ухтинский государственный технический университет

Для подъёма газожидкостной смеси из глубоких обводнённых скважин нефтегазоконденсатных (газовых) месторождений в условиях высокого содержания в продукции жидкой фазы, дефицита энергии пласта и рабочего агента (газа) была разработана и запатентована "Установка газлифтная циклической эксплуатации скважин газожидкостным эжектором". Она прошла ведомственные приёмочные испытания на Вуктыльском месторождении и рекомендована для использования на газодобывающих предприятиях и в дочерних обществах ОАО "Газпром".

В сложных условиях эксплуатации, когда энергии и расхода пластового и рабочего газов недостаточно для обеспечения постоянного выноса жидкости из скважины она работает в режиме вынужденных колебаний с фиксированными временами её накопления на забое и вытеснения на поверхность в каждом цикле. Это является причиной работы системы циклического газлифта на режимах с вынужденными колебаниями. Вопросам моделирования таких колебаний и посвящена данная работа.

Представленные в работе теоретические исследования и расчёты по оценке возможности математического описания динамики основных параметров установки циклического газлифта на режимах с вынужденными колебаниями позволяют отметить следующее.

Сначала для этой цели исследовалась возможность применения идентифи-кационных подходов. Было показано, что даже достаточно простое идентификационное уравнение с коэффициентом a (коэффициент, обратный коэффициенту продуктивности системы), характерным временем переходного процесса τ для переменных Δp^2 (разность квадратов затрубного и буферного давлений) и $Q_{гс}^2$ (последний параметр - расход газа сепарациив квадрате - считался входной переменной) позволяет достаточно точно описывать изучаемую динамику параметров процесса (заметим, что полученное идентификационное уравнение линейно относительно указанных переменных Δp^2 и $Q_{гс}^2$). Это означает, что после определения параметров идентификационного уравнения a и τ задание динамики входной переменной $Q_{гс}^2$ по синусоиде позволяет получить решение для описания колебательного изменения другой переменной Δp^2. Это обстоятельство позволяет применить уравнения такого типа не только для анализа, но и для экстраполяции характера работы изучаемой геолого-технической системы.

Далее была сделана попытка применения существенно нелинейной системы Лотки-Вольтерра (ЛВ), состоящей из двух нелинейных обыкновенных дифференциальных уравнений (ОДУ), для описания взаимосвязи двух переменных $Q_{гс}$ и $Q_ж$ (дебит жидкости). Основание для проверки эффективности такого подхода связано с тем, что весь процесс добычи жидкости с применением установки циклического газлифта достаточно сложен, трудно формализуем в рамках теории нестационарного движения газожидкостных систем в вертикальных подъёмниках и горизонтальных шлейфах скважин, а также явно и существенно нелинеен как по причине периодичности подачи на скважину рабочего агента, так и по причине наличия инерционных свойств у пластовой и технической (например, газлифтных клапанов) систем, проявляющихся при их реагировании на возмущения. В результате проведенных расчётов и анализа установлено, что математический аппарат автоколебательной системы ЛВ применим для описания работы установки циклического газлифта только после существенного его модифицирования, а также при условии сдвига решения по одной из переменных во времени на постоянную величину.

Наконец, была сделана попытка описания работы системы в режиме вынужденных колебаний (по причине периодической принудительной подачи рабочего агента) по трём переменным $Q_{гвд}$ (расход газа высокого давления), $Q_{гс}$ и $Q_ж$ с помощью системы из трёх ОДУ. Пока такой подход - это просто совместная запись полученной ранее модифицированной системы ЛВ и уравнения, правая часть которого записана с использованием синусоидальной функции и зависит только от времени (для описания импульсов рабочего агента). В итоге получен пока только более компактный способ описания работы установки с помощью системы с трёхмерным фазовым портретом. Попытки ввести импульсно изменяющуюся переменную $Q_{гвд}$ в два остальных уравнения и при этом получить прием-

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 Δp^2 и $Q_{гс}^2$ можно применять идентификационное уравнение с синусоидальным заданием динамики $Q_{гс}^2$ (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 ГС, 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 $м^3$/сут). ГС проведена на средний объект с начальной вступительной температурой 25 ^{0}С, дебитами по жидкости 100 $м^3$/сут, по нефти - 2 $м^3$/сут. Цикл обработки скважины паром - 20 суток, темп закачки пара - 600 т/сут; цикл отбора с дебитом жидкости 100 $м^3$/сут – до конца условного года.

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