

СОПОСТАВЛЕНИЕ ВАРИАНТОВ ОРГАНИЗАЦИИ ППД ПРИ РАЗРАБОТКЕ КОНТАКТНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ПОДСТИЛАЮЩЕЙ ВОДОЙ

Владимиров И.В.¹, Гайнулина Ю.Р.²

¹Владимиров Игорь Вячеславович – доктор технических наук, профессор;

²Гайнулина Юлия Ринатовна – магистрант,

кафедра разработки и эксплуатации газовых и нефтегазоконденсатных месторождений,

Уфимский государственный нефтяной технический университет,

г. Уфа

Одной из основных проблем современного недропользования – это необходимость массового ввода в разработку залежей углеводородов, традиционно относящихся к категории трудноизвлекаемых. К таким залежам относятся контактные нефтегазовые залежи с подстилающей водой.

Актуальной задачей разработки таких залежей является наиболее полная выработка запасов нефтяной оторочки. Небольшая толщина оторочки создает условия для образования конусов со стороны водонефтяного и газонефтяного контактов, что приводит к быстрому прорыву воды и газа к забоям нефтяных скважин. В результате, при достижении предельных значений обводненности и газового фактора коэффициент извлечения нефти (КИН) остается очень низким [1].

Для повышения эффективности выработки запасов углеводородов контактных нефтегазовых залежей с подстилающей водой применяют такие системы разработки и регулирования, при которых вытеснение нефти осуществляют путем нагнетания в пласт воды как в законтурную область, так и внутри залежи (барьеры нагнетания), закачки газа в газовую шапку или сочетание различных вариантов [2].

В статье рассматривается несколько вариантов системы разработки нефтегазовой залежи с подстилающей водой при поддержании пластового давления. Исследование осуществлялось на основе моделирования процесса разработки с использованием пакета гидродинамического моделирования «Tempest-More».

Была построена гидродинамическая модель геометрическими размерами пласта 1000 x 1000 x 100 м (Рис. 1). Пласт имеет однородный по проницаемости коллектор с коэффициентом проницаемости 100 мД, анизотропия составляет $K_x=K_y=2K_z$. Пористость пласта 18%.

Начальная пластовая температура 70°C. Начальное пластовое давление составляет 110 атм, давление начала разгазирования нефти – 50 атм. Плотность нефти составляет 800,026 кг/м³, вязкость – 0,26 мПа*с. Толщина нефтяной оторочки составляет 20 м с начальными геологическими запасами нефти 2697,53 тыс м³.

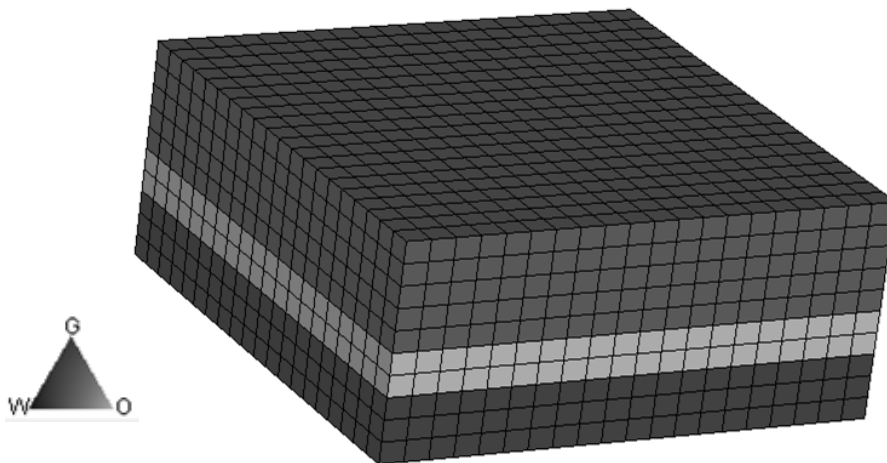
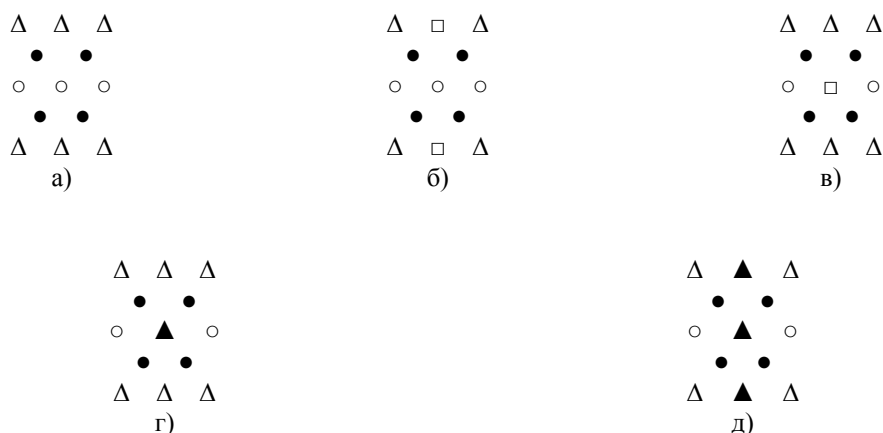


Рис. 1. Обзорный вид гидродинамической модели

На данной модели рассматривались различные схемы расположения добывающих и нагнетательных скважин, а также различные варианты организации системы ППД. Схемы расположения добывающих и нагнетательных скважин представлены на рисунке 2.

В качестве базового варианта разработки рассмотрен случай, когда залежь разрабатывается вертикальными скважинами, с системой заводнения в область ВНК (первый вариант) (Рис.2.а). Вторым вариантом отличается от первого тем, что некоторые нагнетательные скважины переводятся в область ГНК (Рис.2.б). В третьем варианте происходит замена одной газовой скважины нагнетательной с закачкой воды в область ГНК (Рис.2.в). Четвертый вариант аналогичен третьему, с единственным отличием в том,

что применяется одна нагнетательная скважина с одновременно-раздельной закачкой (ОРЗ) воды в ВНК и ГНК (Рис.2.г). В пятом варианте используется три скважины с ОРЗ воды (Рис.2.д).



Δ - нагнетательные скважины, ведущие закачку воды в область ВНК; $\square$ – нагнетательные скважины ведущие закачку воды в область ГНК; $\blacktriangle$ – одновременно-раздельная закачка в область ВНК и ГНК; $\bullet$ – добывающая нефтяная скважина; $\circ$ – добывающая газовая скважина

Рис. 2. Схема расположения скважин

В каждом варианте разработке компенсация отборов жидкости закачкой воды принята менее 100%. Разработка велась до значения обводненности 95%. Так же были поставлены ограничения по дебиту нефти и газа добывающих скважин.

Результаты, полученные в ходе исследования, представлены в таблице и на рисунке 3.

Анализ полученных результатов показывает, что в зависимости от организации системы ППД можно получить различные значения показателей разработки.

По результатам работы можно сделать вывод, что предложенная система ППД на основе технологии одновременно-раздельной закачки воды в области ВНК и ГНК является наиболее эффективной. В этом случае КИН достиг наибольших показателей – 45,3%, КИГ 92,7%.

Таблица 1. Результаты исследований гидродинамической модели

Вариант	Накопленная добыча нефти, тыс. м ³	Накопленная добыча газа, млн м ³	Компенсация, д.ед.		Продолжительность периода разработки	Обвод-ть нефтяных скважин, %
			Нефть-вода	Газ-вода		
1	1005,930	1099,931	0,8	0	76	90,7
2	928,647	1102,207	0,4	0,1	68	93,7
3	1206,914	1104,284	0,5	0,1	100	94,0
4	1185,684	11010,357	0,5	0,1	99	94,3
5	1221,723	1099,776	0,5	0,1	100	93,9

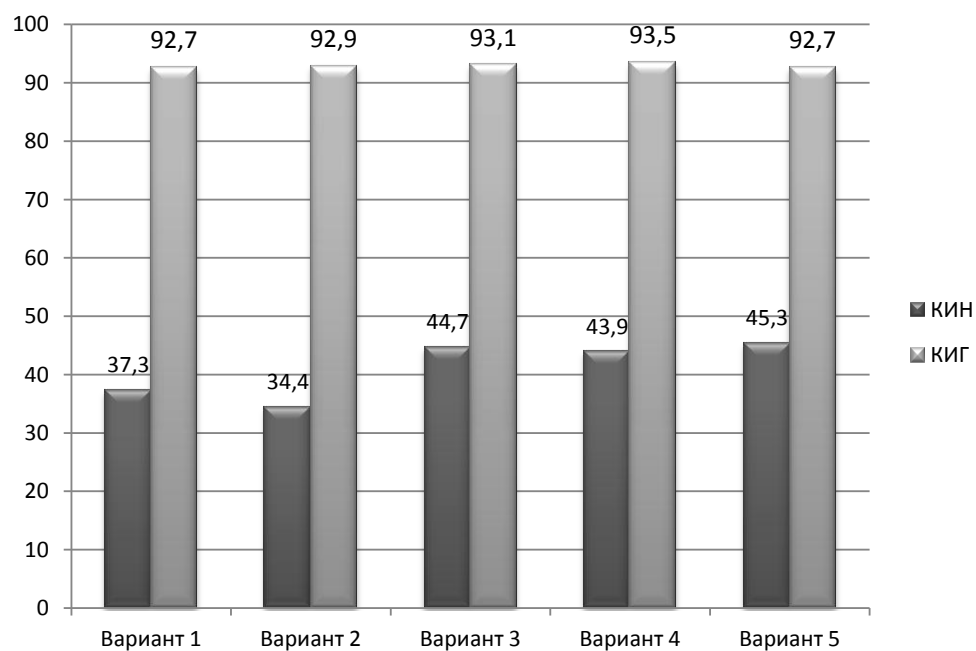


Рис. 3. Сопоставление КИН и КИГ различных вариантов разработки

Список литературы

1. Закиров С.Н., Закиров И.С. Новый подход к разработке нефтегазовых залежей. М.:ИРЦ Газпром, 1996. 52 с.
2. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1995. 405 с.