

ТРЕХМЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МЕТОДА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Введение. Гидродинамические методы воздействия путем вытеснения нефти водой считаются самыми простыми, распространенными и экономически выгодными для поддержания пластового давления /1-3/.

Гидродинамические методы воздействия на фильтрационные потоки в пластах осуществляются за счет изменения технологических режимов работы скважин, и включают: 1) смену направления фильтрационных потоков; 2) циклическое изменение давления в пластах; 3) форсированный отбор жидкости из скважин. Указанные методы направлены на извлечение того или иного вида остаточной нефти из пластов: из застойных зон с начальной нефтенасыщенностью — из целиков нефти; из низкопроницаемых зон пласта (или поровых матриц трещиновато-пористых пластов); использование так называемого эффекта срыва остаточной нефти, выражающегося в зависимости остаточной нефти от капиллярного числа.

Ниже излагаются результаты расчетов вытеснения нефти водой по геолого-физическим условиям объекта М-I месторождения Молдабек Восточный.

Постановка задачи. Расчет проводится в области, показанной на рис. 1, с двумя скважинами, которая выделена из геологической модели объекта М-I месторождения Молдабек Восточный (рис. 2).

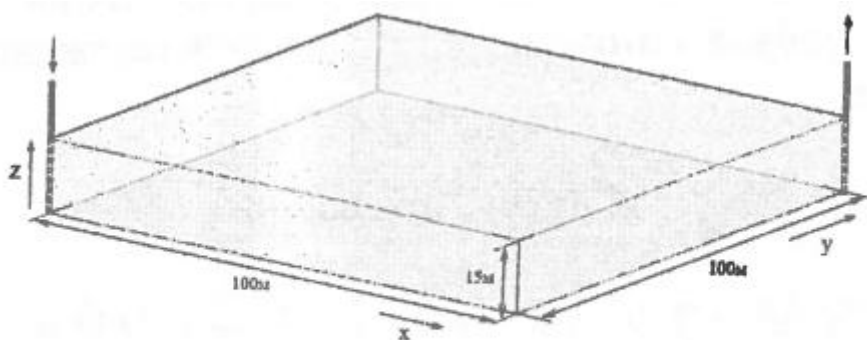


Рис. 1. Схема расчетной области

Объект М-I (рис. 2) содержит 8 скважин, из них 7 — добывающих, 1 — нагнетательная. Выделенная часть — горизонтальная, что является удобным для численного моделирования путем измельчения исходной сетки.

Рассмотрен режим разработки пласта, когда давление выше давления насыщения, что исключает выделение газовой фазы. В расчетах не учитывается изменение температуры. Течение флюидов в пористой среде описывается следующими уравнениями /4-6/:

$$\nabla \cdot [\lambda_o K (\nabla p_o - \rho_o g \nabla z)] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\phi(1-S_w)}{B_o} \right] + q_o, \quad (1)$$

$$\nabla \cdot [\lambda_w K (\nabla p_o - \nabla p_{ow} - \rho_w g \nabla z)] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\phi S_w}{B_w} \right] + q_w, \quad (2)$$

где K – абсолютная проницаемость пласта, λ_o , λ_w – параметры подвижности нефти и воды, ϕ – пористость, S_w – водонасыщенность, P_o – давление нефти, q_o, q_w – притоки нефти и воды к скважине, B_o, B_w – объемные коэффициенты нефти и воды, z – вертикальная координата, ρ_o, ρ_w – плотности нефти и воды, g – ускорение свободного падения, t – время, P_{ow} – капиллярное давление. Замыкающие соотношения для системы (1), (2) определяются согласно /5/. На границах расчетной области (рис. 1) для давления и насыщенности ставятся условия непротекания.

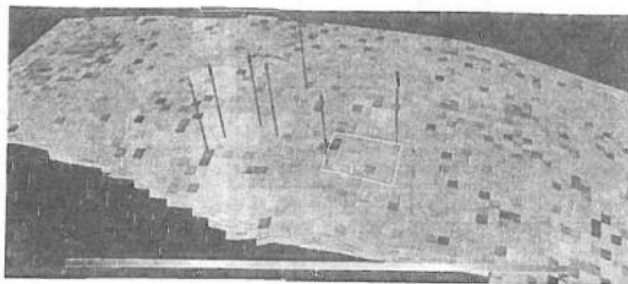


Рис. 2. Схема геологической модели объекта М-І месторождения Молдабек Восточный с расположением скважин

Численный метод решения и алгоритм расчета. Система уравнений (1)-(2) решается IMPES-методом /4-6/. Значение давления в каждом расчетном блоке находится с помощью метода последовательной верхней релаксации. Насыщенность определяется явным методом после вычисления давления. Затем пересчитываются капиллярное давление и межблочные проводимости, которые используются на следующем временном шаге.

Исходные данные для проведения численного эксперимента. В исследуемой области зависимости объемного коэффициента B_w , вязкости воды μ_w и пористости ϕ от давления задаются в виде:

$$B_w = 1,02 \left[1 + c_w (p_w - 2 \cdot 10^6) + 0,5 c_w^2 (p_w - 2 \cdot 10^6)^2 \right]^I, \quad (3)$$

$$B_w \mu_w = 1,029 \left[1 + c_\mu (p_w - 2 \cdot 10^6) + 0,5 c_\mu^2 (p_w - 2 \cdot 10^6)^2 \right]^I, \quad (4)$$

$$\phi = \phi_o \left[1 + c_\phi (p_o - 3,9 \cdot 10^6) + 0,5 c_\phi^2 (p_o - 3,9 \cdot 10^6)^2 \right], \quad (5)$$

где $c_w = 3,25 \cdot 10^{-11} \text{ Па}^{-1}$, $c_\mu = 2,39 \cdot 10^{-11} \text{ Па}^{-1}$, $c_\phi = 5 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$.

Плотности нефти и воды выделенной области в стандартных условиях равны 889,5 и 1000,1 кг/м³, соответственно. Проницаемость по оси x изменяется в диапазоне от 514,49 мД до 4134,70 мД, по оси y – от 503,2 мД до 4240,1 мД и по оси z – от 53,0 мД до 420,9 мД. Пористость изменяется в диапазоне от 0,17 до 0,40. Зависимости фазовых проницаемостей и капиллярного давления от насыщенности воды даны в табл. 1, а в табл. 2 представлены зависимости объемного коэффициента B_o и вязкости μ_o нефти от давления.

Таблица 1

Зависимость относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления от насыщенности воды

S_w , д.ед.	k_{rw} , д.ед.	k_{row} , д.ед.	p_{ow} , Па
0,10	0	1,000	5000
0,15	0,022	0,600	3000
0,20	0,045	0,350	1800
0,25	0,070	0,200	1150
0,30	0,100	0,110	750
0,35	0,140	0,060	500
0,40	0,190	0,020	300
0,45	0,270	0,006	160
0,50	0,380	0,000	90
0,55	0,500	0,000	60
1,00	1,000	0,000	0

Таблица 2

Зависимость объемного коэффициента и вязкости нефти от давления

p_o , Па	B_o , м ³ /м ³	μ_o , Па·с
1664300	1,0069266	0,1197
2000000	1,0069265	0,12043
2706300	1,0069262	0,12231
3227200	1,0069260	0,12395
3748200	1,0069258	0,12579
4269200	1,0069256	0,12781
5311200	1,0069252	0,13235
5832100	1,0069250	0,13485
6874100	1,0069245	0,14031
7395100	1,0069243	0,14326
8437100	1,0069239	0,14958
8958000	1,0069237	0,15296
9479000	1,0069235	0,15647
10000000	1,0069233	0,16012

Анализ и обсуждение результатов расчета. На рис. 3 показано развитие изоповерхностей насыщенности воды в различные моменты времени в анизотропном по глубине пласте при однородном распределении проницаемости и пористости на горизонтальной плоскости. Фронт водонефтяного контакта на верхней плоскости движется с большей скоростью, чем в нижележащих плоскостях. Это объясняется снижением проницаемости и пористости по оси z . Изоповерхности насыщенности имеет сложную структуру, вода на верхней горизонтальной плоскости раньше по времени прорывается к добывающей скважине, чем в нижележащих плоскостях. На боковых поверхностях расчетного объема, расположенных у добывающей скважины, остаются целики нефти, не охваченные вытеснением. Динамика изменения насыщенности показывает процесс обводнения нефтенасыщенного пласта по времени.

На рис. 4 показано соответствующее поле давления, которое иллюстрирует динамику воздействия воды в процессе вытеснения нефти. В отличие от изоповерхностей насыщенности изобарические поверхности определяют депрессию в призабойной зоне добывающей скважины и приемистости нагнетательной скважины. Поэтому изобарические поверхности выражают разнонаправленные (разнохарактерные) воздействия и определяют энергетическое состояние процесса вытеснения.

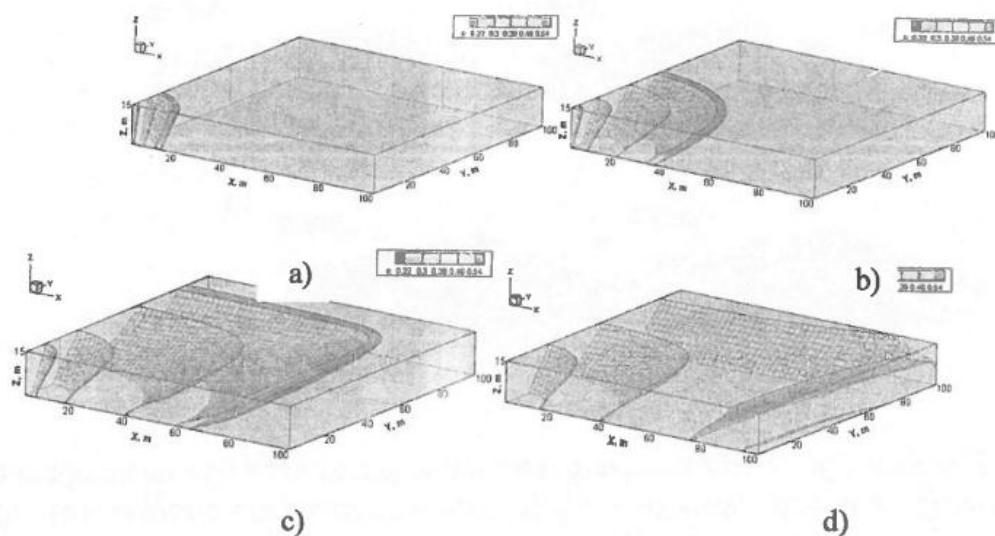


Рис. 3. Динамика развития изоповерхности насыщенности в различные моменты времени:

а) 10 сут.; б) 45 сут.; в) 145 сут.; г) 445 сут.

Известно, что неоднородные распределения проницаемости и пористости могут привести к появлению неустойчивости развития фронта водонефтяного контакта, т.е. образованию языков воды. В этой связи в расчетах были исследованы процессы вытеснения нефти водой при неоднородном

распределении проницаемости и пористости пласта, соответствующие объекту М-І месторождения Молдабек Восточный (рис. 2).

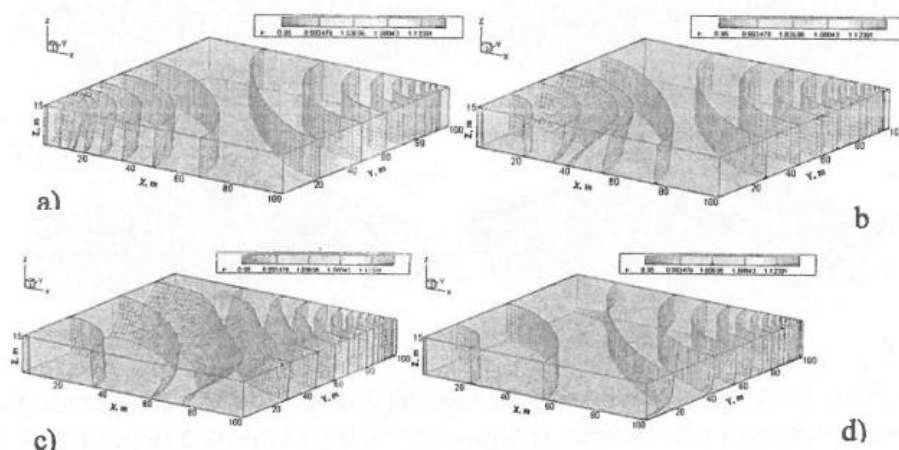
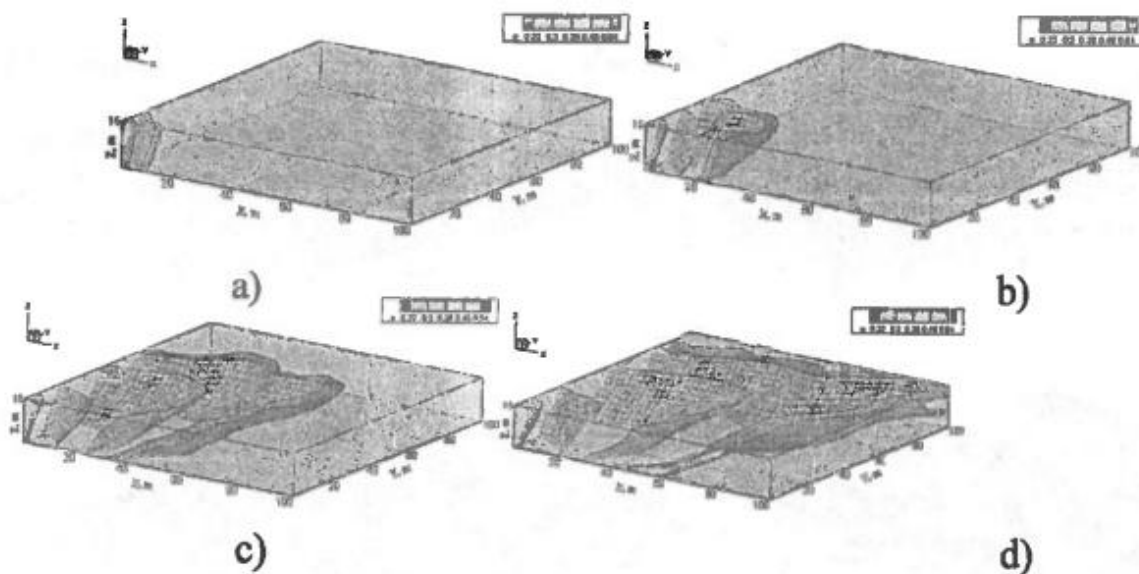


Рис. 4. Динамика развития изобарической поверхности в различные моменты времени:
а) 10 сут.; б) 45 сут.; в) 145 сут.; г) 445 сут.

Поле насыщенности показано на рис. 5 в виде изоповерхностей в различные моменты времени.



Передний фронт поверхности развивается с разной скоростью по глубине пласта из-за анизотропии проницаемости и пористости по оси z (рис. 5). Фронт поверхности насыщенности на верхней плоскости достигает добывающую скважину раньше по времени.

На рис. 6 показаны соответствующие поля давления, которые иллюстрируют динамику воздействия вытеснения нефти водой.

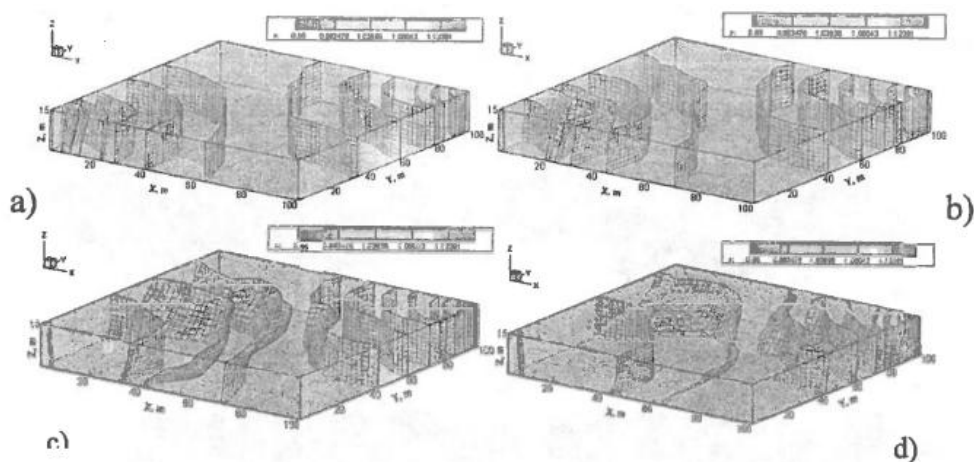


Рис. 6. Динамика развития изобарической поверхности при неоднородном распределении проницаемости и пористости в различные моменты времени: а) 10 сут.; б) 45 сут.; в) 245 сут.; г) 445 сут.

Изобарические поверхности показывают сильные неоднородности в распределениях поля давления, вызывающие неустойчивости развития фронта водонефтяного контакта (рис. 6). Неоднородные распределения проницаемости и пористости приводят к сильному языкообразованию водонефтяного контакта и появлению больших объемов целиков нефти в расчетной области. Отсюда следует, что неоднородные распределения проницаемости и пористости могут привести к снижению охвата пласта в процессе вытеснения нефти водой [1-3]. Расчетные данные суммарной добычи нефти представлены на рис. 7 по геолого-физическим условиям объекта М-1 месторождения Молдабек Восточный.

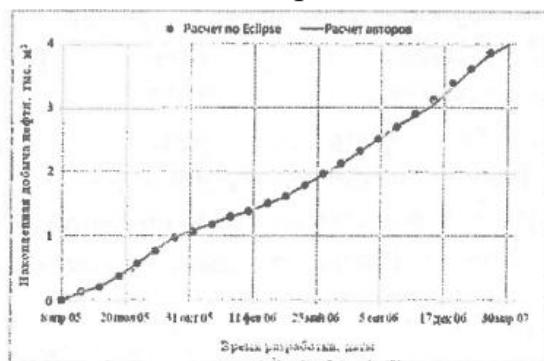


Рис. 7. Расчет суммарной добычи нефти: кривая – данные настоящей работы, точки – данные по коду Eclipse 100

Здесь же даны результаты, полученные известным программным пакетом Eclipse 100. Сравнение показывает хорошее согласие расчетных данных и определяет надежность разработанного программного кода трехмерной модели процесса вытеснения нефти водой.

Заключение

В трехмерной постановке исследован процесс вытеснения нефти водой в пластах с неоднородным распределением проницаемости и пористости.

В расчетах найдена динамика развития изоповерхности насыщенности в различные моменты времени. Поле насыщенности иллюстрирует процесс вытеснения нефти водой в пласте с неоднородным распределением проницаемости и пористости. Передний фронт вытеснения развивается с разной скоростью по вертикали из-за анизотропии параметров по глубине пласта. Фронт водонефтяного контакта кровли расчетного объема быстрее перемещается, чем фронт водонефтяного контакта подошвы, и вода на верхней плоскости прорывается к добывающей скважине раньше по времени. Неоднородности в распределениях проницаемости и пористости приводят к появлению неустойчивости развития поверхности водонефтяного контакта.

Поле давления определяет динамику воздействия вытеснения нефти водой и энергетическое состояние пласта. Изобарические поверхности показывают сильные неоднородности в распределениях поля давления, вызывающие неустойчивости развития фронта водонефтяного контакта. Неоднородные распределения проницаемости и пористости по объему пласта приводят к сильной неравномерности развития водонефтяного контакта и снижению охвата пласта в процессе вытеснения нефти водой.

Полученные расчетные данные по суммарной добычи нефти находятся в хорошем согласии с результатами известного программного кода Eclipse 100.

Список литературы

1. Лутфуллин А.А. Основные методы увеличения охвата пластов воздействием в России // Бурение и нефть. – 2009. – № 1. – С.6-9.
2. Хисамов Р.С., Газизов А.А., Газизов А.Ш. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 568 с.
3. Жданов С.А. Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в России // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №1. – С. 58-61.
4. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем / Пер. с англ. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 416 с.
5. Chen Z., Huan G., Ma Yu. Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media. Philadelphia: SIAM, 2006. 549 p.
6. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.