

Переформирование запасов в истощенных залежах нефти

чл. корр. М.Т. Абасов, Э.С. Закиров, Э.А. Мамедов

1. В процессе разработки залежей запасы нефти подвергаются истощению. Тем не менее, более половины геологических запасов к концу разработки обычно остаются в пласте невыработанными. Вследствие высокой обводненности добываемой продукции и достижения нерентабельных уровней добычи нефти.

Основная причина формирования неизвлеченных запасов нефти – неполнота вытеснения нефти водой или другим агентом на макро- и микроуровнях. Неполнота вытеснения нефти на макроуровне характеризуется коэффициентом охвата, а на микроуровне – коэффициентом вытеснения [1]. Вследствие неполноты охвата вытеснением нефти водой в пласте остаются так называемые целики нефти с начальной или близкой к ней нефтенасыщенностью. Степень охвата объема пласта процессом заводнения зависит от особенностей геологического строения залежи, неоднородности коллекторских свойств пласта, плотности сетки скважин, технологических режимов работы скважин и т.д. Низкие коэффициенты вытеснения связаны, например, с закачкой поверхностных вод, которые отличаются меньшей вытесняющей способностью по сравнению с пластовой водой.

Не касаемся здесь мы такого недропользования, когда имеет место выборочная отработка высокопродуктивных зон, пластов, что также сопровождается оставлением в недрах немалых запасов нефти.

2. В работах [2,3] возможность доизвлечения остаточных запасов нефти была соотнесена с проблемой их переформирования. В работах [4-7] представлены результаты теоретических и экспериментальных исследований проблемы переформирования запасов нефти, предложены расчетные схемы, учитывающие также образование застойных зон при наличии у нефти начального градиента фильтрации. Однако, теория фильтрации тех лет соответствующие задачи позволяла решать в упрощенной постановке при тех или иных допущениях.

Сегодня подобного рода задачи могут решаться в 3D (многомерной) многофазной (нефть-газ-вода) постановке. Программные комплексы позволяют ставить 3D математические эксперименты при наперед заданных условиях и исходных геолого-физических параметрах.

3. Вначале рассмотрим особенности переформирования макро объема остаточной нефти. Допускается, что к концу разработки нефтяной залежи в ней, по тем или иным причинам, остался некий целик нефти с начальной нефтенасыщенностью (рис. 1а).

Рассматриваемая залежь приурочена к антиклинальной ловушке протяженностью 18000 м по оси X и 3600 м по оси Y. Профильный разрез ловушки дается на рис. 1. Общая толщина пласта составляет 100 м. Угол наклона пласта – $1,5^\circ$. Размеры расчетной сетки – $90 \times 18 \times 50$ с общим числом элементарных ячеек в 81000. Вдоль оси X количество ячеек составляет 90 единиц, вдоль оси Y – 18 и вдоль оси Z – 50.

Наивысшая отметка кровли пласта – 3000 м. Водонефтяной контакт находится на глубине 3080 м. Пластовое давление в своде структуры – 310,1 ат. Плотность нефти, воды и газа в поверхностных условиях равняются соответственно 857, 1027 и 0,966 кг/м³. Остаточные запасы нефти составляют 0,98 млн. м³.

Динамика сегрегационных процессов зависит от степени неоднородности коллекторских свойств пласта. Для упрощения анализа, продуктивный пласт в исследованных вариантах принят однородно-анизотропным по коллекторским свойствам. Исследованию подвергнуты случаи, когда коэффициенты абсолютной проницаемости вдоль осей X и Y вариантно составляют: $k_{x,y} = 500$ мД; $k_{x,y} = 50$ мД и $k_{x,y} = 10$ мД. Абсолютная проницаемость по оси Z (k_z) во всех вариантах в 10 раз меньше $k_{x,y}$. Коэффициент открытой пористости – 0,25.

Очевидно, что другой важный фактор в процессах сегрегации - вязкость нефти. Поэтому в исследуемых подвариантах принимаются следующие значения вязкостей для нефти в пластовых условиях – 0,5; 2; 5; 10; 20; 50 и 100 спз. При этом вязкости для воды и газа считаются неизменными и составляют 0,34; 0,0245 спз соответственно.

Коэффициенты остаточной насыщенности равняются – 0,22 для воды, нефтенасыщенности – 0,2 в системе нефть-газ и 0,35 в системе нефть-вода, газонасыщенности – 0,04. Принимается, что существует область пласта с фоновой пороговой нефтенасыщенностью (0,35) от кровли до отметки кон-

такта нефть-вода (рис. 1а). Целик нефти характеризуется начальной нефтенасыщенностью, равной 0,78. Расстояние от свода пласта до области с начальной нефтенасыщенностью составляет 40 м.

4. В результате 3D компьютерного моделирования прослеживалась динамика процесса переформирования остаточных запасов нефти в рассматриваемой залежи. Некоторые результаты расчетов даются в табл. 1.

В этой таблице приводятся характерные времена всплытия целика нефти. Здесь T_1 – время, когда в своде залежи появляются первые признаки сегрегирующей нефти; T_2 – время, за которое вся целиковая нефть сосредоточилась у кровли залежи; T_3 – время, за которое водонефтяной контакт вновь сформированной залежи приобретает горизонтальный вид.

Таблица 1

Характерные времена переформирования макро остаточной нефти

Вязкость нефти, спз	Проницаемость пласта, мД								
	$k_{x,y}=500, k_z=50$			$k_{x,y}=50, k_z=5$			$k_{x,y}=10, k_z=1$		
	T_1	T_2	T_3	T_1	T_2	T_3	T_1	T_2	T_3
0,5	4,5	30	60	40	280	360	200	1400	1850
2	11	115	150	110	1140	1530	530	5650	7580
5	23	285	380	240	2820	3830	1180	>8000	>8000
10	40	535	715	420	5200	7075	2100	>8000	>8000
20	85	1090	1490	820	>8000	>8000	6100	>8000	>8000
50	200	2580	3540	1950	>8000	>8000	>8000	>8000	>8000
100	390	5125	7045	5850	>8000	>8000	>8000	>8000	>8000

Приведенные данные и результаты исследований позволяют отметить следующие моменты.

- Согласно рис. 1б, целик всплывает не как единое целое. Первоначальная его нефтенасыщенность начинает «размазываться» и каждая капля нефти, как бы, самостоятельно стремится к кровле залежи. При вязкости нефти 0,5 спз и $k_{x,y}=500$ мД «размазывание» нефти происходит уже за первые полгода.
- На момент времени T_1 у кровли пласта появляются признаки нефти, т.е. насыщенность для нефти в кровле залежи становится выше ее порогового значения. Время T_1 изменяется от 4,5 до 390 лет при изменении вязкости нефти от 0,5 спз до 100 спз при $k_{x,y}=500$ мД. При проницаемости $k_{x,y}=10$ мД T_1 равняется уже 200 годам при вязкости нефти в 0,5 спз. В момент времени T_2 в своде залежи образуется область с нефтью, где нефтенасыщенность близка к начальной (рис. 1в). Время T_2 изменяется от 30 лет до 5125 лет при изменении вязкости нефти от 0,5 спз до 100 спз при $k_{x,y}=500$ мД (см. табл. 1). Время T_3 возрастает до 60-7045 лет при вязкости нефти в диапазоне от 0,5 спз до 100 спз и $k_{x,y}=500$ мД (см. табл. 1). С уменьшением проницаемости $k_{x,y}$ все времена T_1 , T_2 , T_3 возрастают.

5. Следующая серия математических экспериментов посвящена исследованию переформирования остаточных запасов нефти на микроуровне. В данном случае для всей нефтенасыщенной области пласта остаточная насыщенность для нефти задается равной 0,50, при пороговом ее значении – 0,35. Остаточные подвижные запасы такой нефти составляют 123 млн.м³.

В табл. 2 представлены значения времени, за которое вся подвижная нефть всплывает к кровле пласта. При этом, как видно из рис. 2г, образуется значительная область с начальной нефтенасыщенностью. Ниже этой области остается область пласта с пороговой нефтенасыщенностью.

Таблица 2

Характерные времена переформирования
остаточных запасов нефти на микроуровне

Вязкость нефти, спз	Проницаемость пласта, мД		
	$k_{x,y}=500, k_z=50$	$k_{x,y}=50, k_z=5$	$k_{x,y}=10, k_z=1$
0,5	50	350	1700
2	160	1500	5500
5	350	3200	>8000
10	650	6000	>8000
20	1340	>8000	>8000
50	3300	>8000	>8000

Анализ полученных данных позволяет отметить следующие интересные моменты.

- Рис. 2б-2г отражают картину гравитационной сегрегации для всех исходных данных, представленных в табл. 2. Другими словами, текущие конфигурации вновь формируемой залежи нефти характерны для указанных зна-

чений вязкости нефти и коэффициентов проницаемости. Однако, приводимые конфигурации имеют место при «своих» значениях времени. Для конкретизации рассмотрим случай, когда вязкость нефти составляет 0,5 спз, а проницаемость пласта $k_{x,y}=500$. Тогда уже через 2 года в пласте формируется область пласта с нефтенасыщенностью 0,78 и толщиной у кровли – 7 метров с конфигурацией согласно рис. 2б. Через 10 лет нефтенасыщенная толщина в своде ловушки возрастает до 20 метров (рис. 2в). Спустя 50 лет вся остаточная нефть консолидируется и сосредотачивается вдоль кровли пласта (рис. 2г).

- Имеют место нетривиальные поведения границы формирующейся залежи нефти. В рассматриваемые моменты времени граница водонефтяного контакта оказывается не горизонтальной.
- Сопоставление данных, приведенных в табл. 1 и 2, свидетельствует о том, что при благоприятных условиях, когда проницаемость пласта - $k_{x,y}=500$, $k_z=50$, а нефть маловязкая, процесс сегрегации по толщине происходит за времена, не превышающие времени разработки (не более 50 лет). В худших условиях (при низкой проницаемости пласта и нефти более высокой вязкости) время сегрегации и переформирования выходит за пределы обычного срока разработки.

Таким образом, выполненные исследования указывают на реалистичность вскрытия закономерностей переформирования остаточных запасов нефти на основе современных методов 3Д компьютерного моделирования.

Показанные оценки характерных времен показывают, что в отдельных случаях времена переформирования меньше или близки временам первичной разработки залежей нефти. В других случаях необходимы методы стимуляции сегрегационных процессов на основе сейсмических методов воздействия [8 и др.].

Настоящие исследования стали возможны благодаря Фонду содействия отечественной науке.

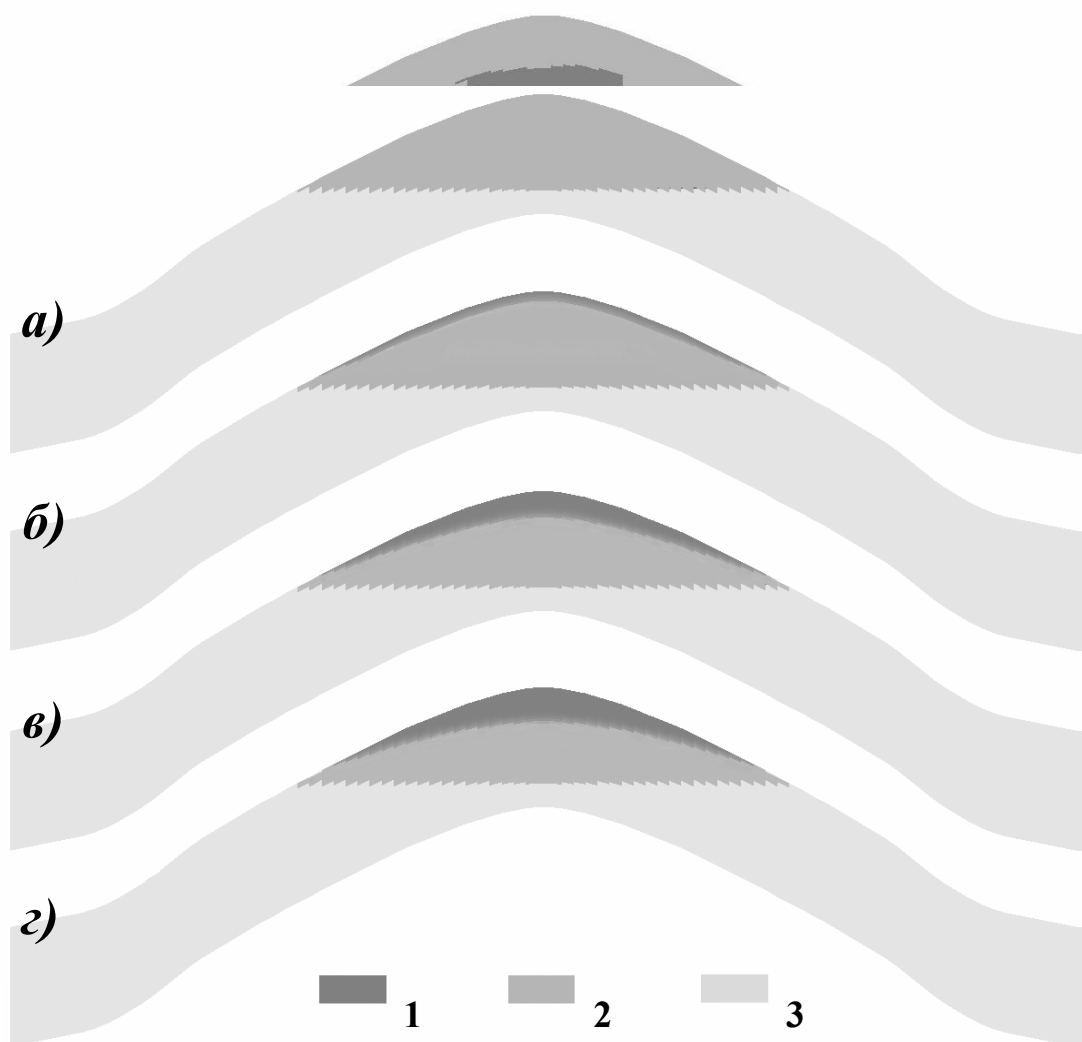


Рис. 1. Динамика переформирования макро остаточных запасов нефти

1 – целик нефти, 2 – зона с пороговой нефтенасыщенностью, 3 – водоносный горизонт

Рис. 2. Динамика переформирования остаточных запасов нефти на микроуровне

(Рис. 1б соответствует 0,5-1 году, рис. 1в – 25 годам, рис. 1г – 50 годам,

1 – зона с начальной нефтенасыщенностью, 2 – зона с пороговой нефтенасыщенностью, вязкость нефти равняется 0,5 сПз, $k_{x,y}=500$ мД.)

3 – водоносный горизонт

Литература:

1. Крылов А.П. Состояние теоретических работ по проектированию разработки нефтяных месторождений и задачи по улучшению этих работ. Сб. Опыт разработки нефтяных месторождений. М. Гостоптехиздат, 1957, с. 116-139.
2. Крылов А.П. О некоторых вопросах проблемы нефтеотдачи в связи с ее обсуждением, «Нефтяное хозяйство», №9, 1974;

3. Ализаде А.А., Амиров А.Д., Пирвердян А.М. Повышение нефтеотдачи на длительно разрабатываемых площадях Азербайджана, «Нефтяное хозяйство» №9, 1974
4. Еременко Н.А., Желтов Ю.В., Рыжик В.М. и др. Извлечение нефти из выработанных залежей после их переформирования, М., Изд. ВНИИОЭНГ, 1978, 59 с.
5. Бернадинер М.Г., Ентов В.М. Гидродинамическая теория фильтрации аномальных жидкостей. М., «Наука», 1975.
6. Швидлер М.И., Леви Б.И. Одномерная фильтрация несмешивающихся жидкостей. М., «Недра», 1970.
7. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. М., «Недра», 1972.
8. Садовский М.А., Абасов М.Т., Николаев А.В. Перспективы вибрационного воздействия на нефтяную залежь с целью повышения нефтеотдачи. Вестник АН СССР, №9, 1986, с. 95-99.