

УДК 622.276.34

## Разработка нефтяной залежи с запасами различных категорий

### Development of Oil Pool with Different Reserve Categories

*Б.Ф. Сазонов, Т.П. Чаплыгина, Е.А. Александрова, ОАО «Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности «Гипровостокнефть»*

*B. Sazonov, T. Chaplygina, E. Aleksandrova*

#### Аннотация

Проблема разработки залежей с запасами различных категорий заключается в первую очередь в наличии активных перетоков нефти через условную границу запасов категорий С1 и С2, о чем свидетельствуют результаты расчетов технологических показателей разработки залежей. В статье рассмотрены случаи выделения запасов нефти категории С2, встречающиеся на практике и характеризующиеся дренированием участков с запасами категории С2 добывающими скважинами, расположенными только в запасах категории С1.

#### Abstract

The problem of pools development with different reserve categories is mainly due to active crude cross-flow through nominal interface of C1 and C2 category reserves, evidence for which is pool development process parameters' calculation results. The article reviews practical cases of C2 category crude reserves setting, which are characterized by drainage of such areas by producing wells located only within category C1 reserves.

**Ключевые слова:** залежь, запасы, нефтенасыщенная толщина, сетка скважин, водонефтяная зона.

**Keywords:** Reservoir, deposits, oil net pay, borehole array, water-oil zone.

При подсчете запасов углеводородов в залежи, как правило, выделяются запасы промышленных категорий А, В и С1 и непромышленной С2, разработка которой запрещена регламентирующим документами. Разделение залежи на участки с разными категориями запасов зависит от степени разведанности и вовлеченности в разработку того или иного участка нефтяного пласта. Определение границы между запасами промышленной категории С1 и непромышленной С2 часто обосновывается не геологическими элементами, а расстоянием между скважинами принятой сетки расстановки эксплуатационных сква-

жин. Но на небольших нефтяных залежах эти расстояния часто сопоставимы с расстоянием до ВНК, или коллекторские свойства пласта позволяют дренировать большие расстояния, чем сетка скважин. Эти обстоятельства часто влияют на размещение скважин на небольших залежах, они длительное время разрабатываются скважинами, расположенными только на территории запасов категории С1, и вся добытая нефть при оценке остаточных запасов вычитается только из этих запасов. Для перевода запасов нефти категории С2 в промышленную категорию требуется бурение скважин, но обычно запасы категории С2 приурочены

к краевым или водонефтяным зонам с малыми нефтенасыщенными толщами и бурение скважин нерентабельно.

Рассмотрим случаи выделения запасов нефти категории С2, встречающиеся на практике.

Первый случай представлен на рисунке 1 – залежь 1. Нефтяная залежь эксплуатируется двумя скважинами, расположенными на территории запасов категории С1, а на западной периклинали залежи скважины отсутствуют, и запасы нефти по ней числятся категории С2. Запасы нефти обеих категорий разделяет некоторая вертикальная условная граница.

Второй случай – залежь 2. Запасы нефти, расположенные в водонефтяной зоне, числятся по категории С2. Запасы нефти категории С2 в основном расположены между внутренним и внешним контурами нефтеносности с нефтенасыщенной толщиной до 2-х метров.

Рассмотрим процесс выработки нефтяной залежи с запасами различных категорий,

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Залежь 1	Залежь 2
Категория запасов	С1/С2	С1/С2
Тип залежи	пластовая сводовая	пластовая
Тип коллектора	карбонат	терриген.
Площадь нефтегазоносности, тыс.м <sup>2</sup>	1426	1913
Средняя общая толщина, м	28,5	8,82
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	12,9	2,83
Пористость, доли ед.	0,11	0,22
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,80	0,86
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,060	0,733
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,32	0,36
Расчлененность	5,1	1,96
Начальное пластовое давление, МПа	17,5	16,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа с	1,82	15,91
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,853	0,894
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,206	1,033
Давление насыщения нефти газом, МПа	12,6	9,18
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	101,6	13,4
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,640	0,616

для этого воспользуемся методом трехмерного гидродинамического моделирования.

Для обоих случаев были построены трехмерные гидродинамические модели. Параметры пласта и насыщающих его жидкостей были взяты типичными для месторождений Урало-Поволжья (таблица 1). Затем с использованием гидродинамических моделей был исследован сценарий разработки залежей добываемыми скважинами, расположенными только на территории запасов категории С1. При этом предполагалось, что рассмотренные залежи эксплуатируются без поддержания пластового давления на естественном водонапорном режиме.

Результаты гидродинамического моделирования представлены в виде карт остаточных нефтенасыщенных толщин и текущего коэффициента вытеснения, приведенных на рисунках 2, 3, 4 – залежь 1 и рисунках 5, 6, 7 – залежь 2. Кроме того, в таблице 2 приведены технологические показатели разработки этих залежей, рассчитанные при моделировании.

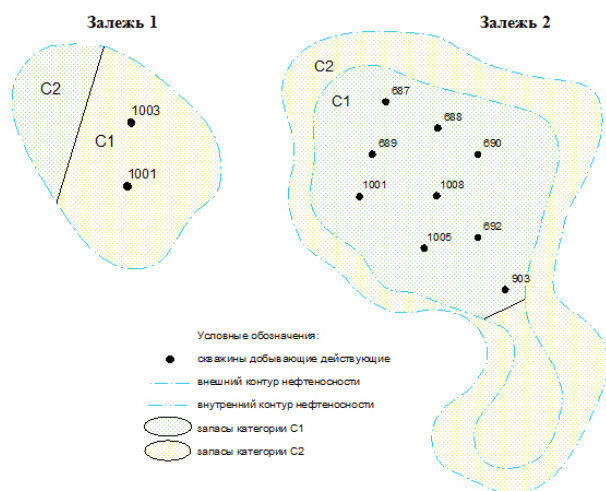


Рисунок 1 – Схема категорий



Трехмерные модели дают относительно достоверное представление о структуре запасов нефти в виде кубов распределения насыщенностей, максимально приближенных к реальным условиям пласта на любую дату разработки месторождения.

Таким образом, используя заданную начальную и рассчитанную симулятором текущую нефтенасыщенности в каждой ячейке модели можно определить текущий коэффициент вытеснения в каждой ячейке на любой момент времени:

$$\eta_{\text{тек}} = \frac{S_{\text{нач}} - S_{\text{тек}}}{S_{\text{нач}}}, \quad (1)$$

где  $S_{\text{нач}}$  – начальная нефтенасыщенность;  
 $S_{\text{тек}}$  – текущая нефтенасыщенность.

Исследования процесса выработки запасов подобных нефтяных залежей показали, что запасы нефти категории C2 активно дренируются скважинами, расположенными на территории запасов категории C1. Активность этого дренирования тем выше, чем более высокой гидропроводностью обладает продуктивный пласт. Об этом свидетельствуют карты текущего коэффициента вытеснения, рассчитанного по ячейкам гидродинамической модели, показывающие, что фильтрационные потоки охватывают практически все запасы категории C2, а, значит, нефть добывается скважинам, которые расположены только в границах запасов категории C1.

При активной водонапорной системе выработка запасов нефти происходит от краевых зон к зонам, где расположены добывающие скважины. Таким образом, именно участки с запасами категории C2 оказываются «промытыми» в первую очередь за счет стягивания ВНК к добывающим скважинам.

Об активных перетоках нефти через условную гра-

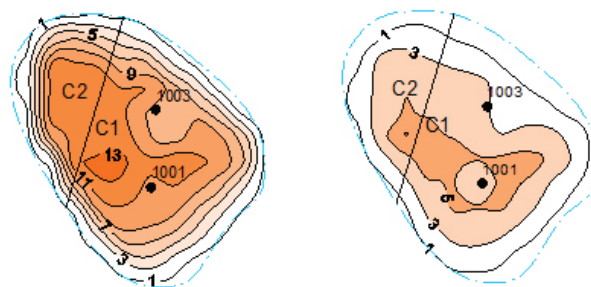


Рисунок 2 – Карты начальных и остаточных нефтенасыщенных толщин. Залежь 1

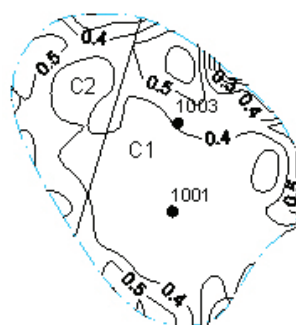


Рисунок 3 – Карта текущего коэффициента вытеснения, рассчитанного по ячейкам гидродинамической модели. Залежь 1

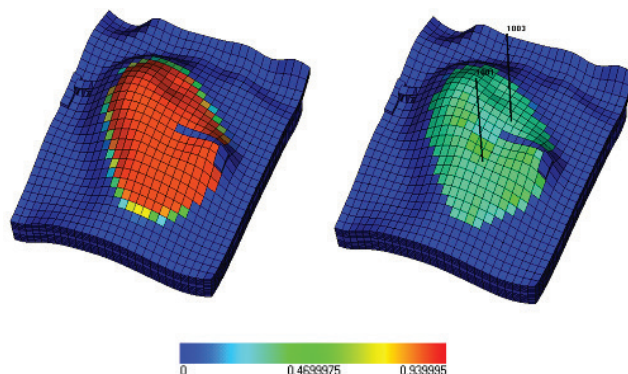


Рисунок 4 – Сравнение начальной и текущей нефтенасыщенности. Залежь 1

Таблица 2 – Технологические показатели разработки залежей, рассчитанные при моделировании

Показатели	Ед. изм.	Залежь 1		Залежь 2	
		C1	C1+C2	C1	C1+C2
Категория запасов		C1	C1+C2	C1	C1+C2
Начальные геологические запасы нефти (C1)	тыс. т	451	638	358	688
Остаточные геологические запасы нефти (C1)	тыс. т	268	455	184	394
Количество отобранной нефти	тыс. т	265	265	294	294
КИН достигнутый	д. ед.	0,588	0,415	0,821	0,427
Степень выработки	%	144,8	100,0	169,0	100,0
Действующий фонд добывающих скважин	ед.	2	2	9	9



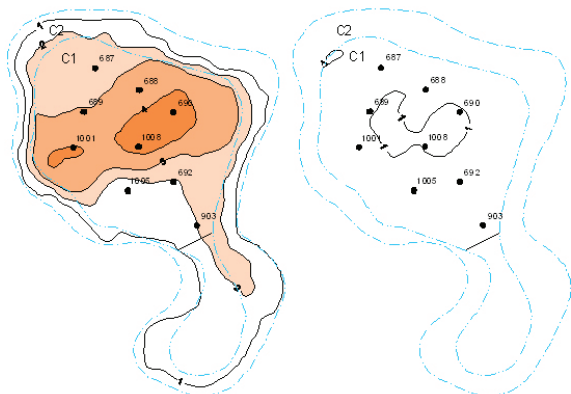


Рисунок 5 – Карты начальных и остаточных нефтенасыщенных толщин. Залежь 2

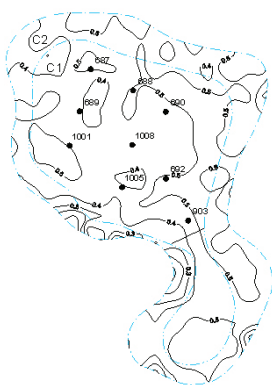


Рисунок 6 – Карта текущего коэффициента вытеснения, рассчитанного по ячейкам гидродинамической модели. Залежь 2

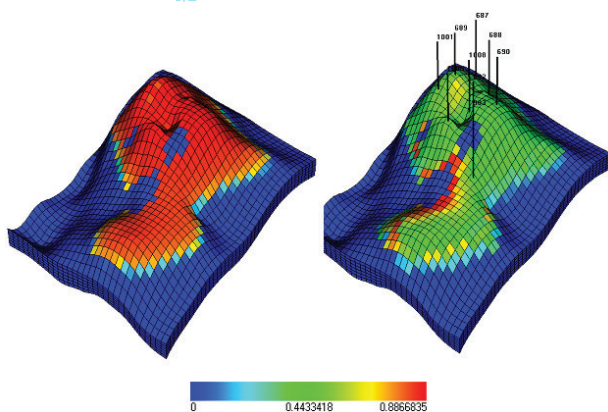


Рисунок 7 – Сравнение начальной и текущей нефтенасыщенности. Залежь 2

ницу запасов категорий C1 и C2 свидетельствуют и результаты расчетов технологических показателей разработки залежей. Степень выработки запасов и достигнутый коэффициент извлечения нефти в представленных таблицах подсчитан в двух вариантах: относительно запасов только категории C1 и в целом – C1 + C2.

Если накопленную добычу нефти относить только к запасам категории C1, то в конце концов степень выработки запасов начинает

превышать единицу, а коэффициент извлечения нефти будет выше коэффициента вытеснения. И то и другое физически невозможно при корректной оценке геологического строения. Это является еще одним доказательством активных перетоков нефти через границу между категориями к добывающим скважинам, расположенным или перфорированным в зонах запасов категории C1.

Таким образом, если запасы нефти различных категорий находятся в пределах одной нефтяной залежи, и залежь характеризуется хорошей гидродинамической связью, то в процессе разработки залежи, если даже запасы нефти категории C2 не разбурены, они все равно дренируются скважинами, расположенными на территории запасов C1.

Если в процессе разработки нефтяной залежи проектируется бурение скважин в зоне категории C2, то необходимо учитывать сроки разработки залежи, объемы отобранной жидкости, которые могут повлиять на степень выработки краевых зон, что может привести к вскрытию пласта с выработанными запасами или даже полностью обводненному.

В свете рассмотренной проблемы расчет технологических показателей разработки отдельно по каждой категории запасов будет корректен только в случае, если гидродинамической связи между ними не существует (отдельные пласты, изолированные тектонические или литологические элементы). Если же единая залежь условно разделена на участки с разными категориями запасов, то о выработке пласта могут дать представление только расчеты на суммарные запасы. Расчет по отдельным категориям в этом случае может выявить возможную пассивную разработку непромышленных запасов и показать необходимость принять меры по переводу запасов в промышленные категории.

С другой стороны, возможно для небольших по размерам залежей предусмотреть изменение категорийности запасов только на основании данных по добыче нефти без дополнительного бурения. ■