

## О динамике добычи безводной нефти в процессе разработки месторождений Западной Сибири

Одной из важных характеристик процесса разработки нефтяного месторождения при заводнении является динамика безводной добычи нефти во времени. Установление особенностей протекания этого процесса в различных геолого-физических условиях, как в абсолютных, так и в относительных (безразмерных) величинах необходимо для правильного планирования объемов и технологий подготовки нефти на промыслах, особенно в первой-второй стадиях разработки заводняемых объектов.

Поведение рассматриваемого показателя во времени в существенной степени характеризует эффективность (качество) процесса вытеснения нефти водой по месторождениям, а также предопределяет конечные показатели их разработки [1]. Однако изучению указанного процесса по нефтеносным пластам в научно-технической печати уделяется мало внимания. Более того, какие-либо обобщающие публикации в этом направлении по нефтяным месторождениям Западной Сибири практически отсутствуют.

Цель статьи – выполнить обработку фактических промысловых данных о динамике объемов безводной нефти по ряду объектов старых нефтяных месторождений Юганского района ХМАО\*) и получить некие обобщенные, типовые зависимости, которые можно было бы использовать в дальнейшем для прогноза протекания этого процесса по новым аналогичным объектам нефтедобычи.

Из исторических сведений по региону напомним, что согласно данным работы [2], например, в августе 2000 года из 51509 действующих добывающих скважин в ХМАО-Югре Тюменской области безводную добычу (с обводненностью менее 2%) давали 1207 скважин или 2,3%. На указанный безводный фонд приходилась средне-суточная добыча нефти 28121 т/сут или 5,7% от общей суточной добычи по округу 497920 т/сут. При этом средний дебит нефти одной безводной добывающей скважины составлял 23 т/сут, а по действующему фонду в целом по округу – около 10 т/сут.

Для анализа безводной нефтедобычи автором отобрано 29 объектов разработки, имевших на дату проведения исследования представительную историю эксплуатации. Указанные объекты были разделены на 4 группы (см.табл.1), существенно различающиеся по своим геолого-физическим, ФЕС и доле водонефтяных запасов (от 15 до 100%).

Табл.1. Группирование объектов по типам характеристик вытеснения

Группа 1 (ЧНЗ)	Группа 2 (ЧНЗ/ВНЗ)	Группа 3 (ВНЗ/ЧНЗ)	Группа 4 (ВНЗ)
Усть-Балыкское, БС <sub>1</sub>	Усть-Балыкское, БС <sub>4</sub>	Усть-Балыкское, БС <sub>5</sub>	Солкинское, АС <sub>8</sub>
Усть-Балыкское, БС <sub>2+3</sub>	Солкинское, БС <sub>1</sub>	Усть-Балыкское, БС <sub>10</sub>	Правдинское, БС <sub>8</sub>
Правдинское, БС <sub>6</sub>	Южно-Сургутское, 1БС <sub>10</sub>	Южно-Сургутское, 2БС <sub>10</sub>	Правдинское, БС <sub>9</sub>
	Правдинское, БС <sub>5</sub>	Северо-Салымское, БС <sub>6</sub>	Северо-Салымское, АС <sub>11</sub>
	Мамонтовское, БС <sub>10</sub>	Северо-Салымское, БС <sub>8</sub>	Мамонтовское, АС <sub>5-6</sub>
	Южно-Балыкское, БС <sub>10</sub>	Мамонтовское, АС <sub>4</sub>	Мамонтовское, БС <sub>8</sub>
		Мамонтовское, БС <sub>11</sub>	Тепловское, БС <sub>6</sub>
		Мамонтовское, БС <sub>10тсп</sub>	Тепловское, БС <sub>8</sub>
		Майское, БС <sub>11</sub>	Южно-Балыкское, АС <sub>5-6</sub>
		Тепловское, БС <sub>12</sub>	Южно-Балыкское, БС <sub>8</sub>
<b>Всего: 3 объекта</b>	<b>6 объектов</b>	<b>10 объектов</b>	<b>10 объектов</b>

\*) Результаты рассматриваемого исследования были получены автором в 1990 году, однако до настоящего времени в печати не публиковались

Группу 1 составляют объекты, преимущественно, чистонефтяные, крупные по размерам и запасам, наилучшие по качеству процесса вытеснения, имеющие весьма длительные (20-25 лет) сроки безводной добычи за историю их разработки.

Группа 2 включает объекты, представленные зонами ЧНЗ и ВНЗ (примерно в одинаковом или сопоставимом соотношениях) и обладающие несколько пониженной проницаемостью и нефтенасыщенностью. Период безводной добычи по объектам группы изменялся от 15 до 25 лет, в среднем ~ 20 лет.

Группа 3 состоит из объектов, представленных, в основном, территорией ВНЗ, характеризующихся пониженной проницаемостью и нефтенасыщенностью. Средний период добычи нефти безводной по группе ~ 17 лет.

Группу 4 составляют небольшие по запасам объекты, наихудшие в геологическом плане и по ФЕС, представленные, в основном, массивным типом залежей с неблагоприятным соотношением эффективных толщин  $h_n/h_b$  в разрезе. Средний период безводной добычи здесь наименьший ~ 13 лет.

По выделенным группам объектов вначале были изучены некоторые важные безразмерные интегральные характеристики процесса нефтеизвлечения, а именно:

- безводная нефтеотдача  $KИН_{об}$  – отношение суммы безводной добычи нефти ( $\sum Q_n^{об}$ ) по всем скважинам, перебивавшим в эксплуатации на нефть, к начальным геологическим запасам (НГЗ) объекта;

- безводный НИЗ  $\sum Q_n^{об}/НИЗ$  – отношение суммарной по скважинам накопленной безводной добычи нефти к начальным извлекаемым запасам (НИЗ) нефти объекта – см.табл.2.

**Табл.2. Интегральные показатели добычи безводной нефти**

Показатели	Группа объектов			
	1 (ЧНЗ)	2 (ЧНЗ/ВНЗ)	3 (ВНЗ/ЧНЗ)	4 (ВНЗ)
$KИН_{об}$ , доли ед.	0,224	0,141	0,058	0,027
$\sum Q_n^{об} / НИЗ$ , %	43	29	16	9
Средний НИЗ 1 <sup>го</sup> объекта, %	100	59*	34	17

\*) Без учета значительных запасов горизонта  $BC_{10}$  Мамонтовского месторождения.

Из табл.2 следует, что крайние из выделенных группы объектов (1 и 4) различаются по величине безводной нефтеотдачи почти на порядок, а по величине безводного НИЗ – почти в 5 раз. Сильное влияние доли запасов в ВНЗ залежей на рассматриваемые характеристики – бесспорно.

Из ключевых факторов, определяющих долю безводной добычи нефти по объектам, можно выделить такие как:

- тип строения залежи (в основном, ЧНЗ, ЧНЗ/ВНЗ, ВНЗ/ЧНЗ 100%, ВНЗ);
- начальная нефтенасыщенность пласта и его неоднородность;
- герметичность (негерметичность) эксплуатационных колонн добывающих скважин в интервале продуктивного пласта и рядом с ним;
- перекомпенсация отборов жидкости закачкой воды по залежи;
- величина депрессии на пласт и другие.

Что касается влияния конкретных характеристик начального нефтенасыщения, то например, в статье [3] указано, что безводная нефть может быть получена из добывающих скважин при их вводе, если начальная нефтенасыщенность терригенного среднепроницаемого коллектора (типа горизонта  $BC_{10}$  Сургутского свода) составляет не менее 45-50%.

Для более наглядного представления различий рассматриваемых групп объектов по ним были построены усредненные типовые характеристики вытеснения в координатах: *отбор от НИЗ – текущая обводненность* (см.рис. 1).

Из рис.1 следует, что обобщенные характеристики обводнения  $4^x$  рассматриваемых групп пластов существенно различаются: наилучшие показатели имеют объекты группы 1, а затем "по нисходящей" – группы 2, 3 и 4.

Можно отметить (см.табл.3), что например, при отборе 50% НИЗ текущая обводненность продукции по "крайним" группам 1 и 4 различается в 2 раза, а при меньших отборах от НИЗ это различие выражено гораздо сильнее.

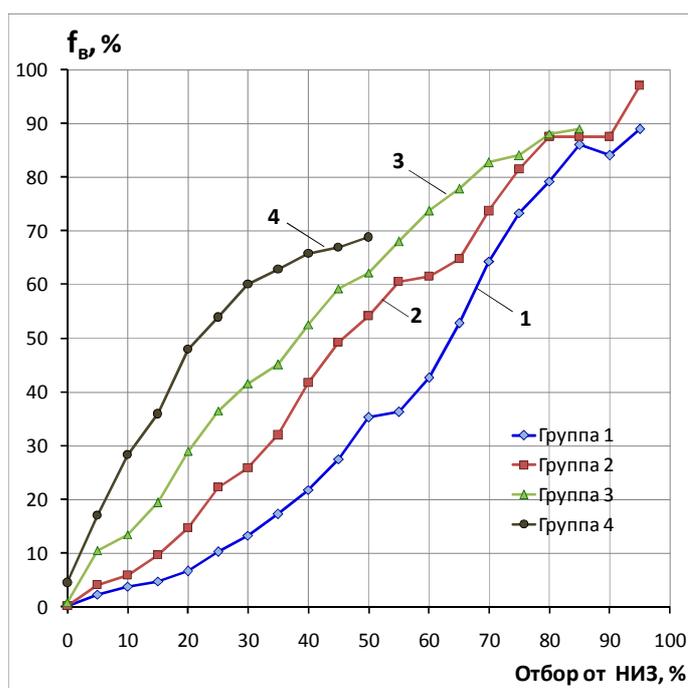


Рис.1. Зависимость текущей среднегодовой обводненности от степени отбора НИЗ

Табл.3. Сравнение групп объектов по эффективности вытеснения

Группа объектов	Обводненность (в %) при фиксированном отборе НИЗ (в %):				
	15%	30%	50%	70%	90%
1 (ЧНЗ)	5	13	35	64	84
2 (ЧНЗ/ВНЗ)	10	26	54	74	88
3 (ВНЗ/ЧНЗ)	19	42	62	83	н/д
4 (ВНЗ)	36	60	70	н/д	н/д

Совершенно очевидно, что период безводной добычи зависит не только от особенностей геологического строения залежей, но и от их размеров и величины запасов, определяющих длительность (в годах) периода эксплуатационного разбуривания и ввода новых еще необводненных запасов. В этих условиях более объективными являются закономерности безводной добычи нефти, отображенные не "по годам", а в безразмерных координатах нефтевытеснения.

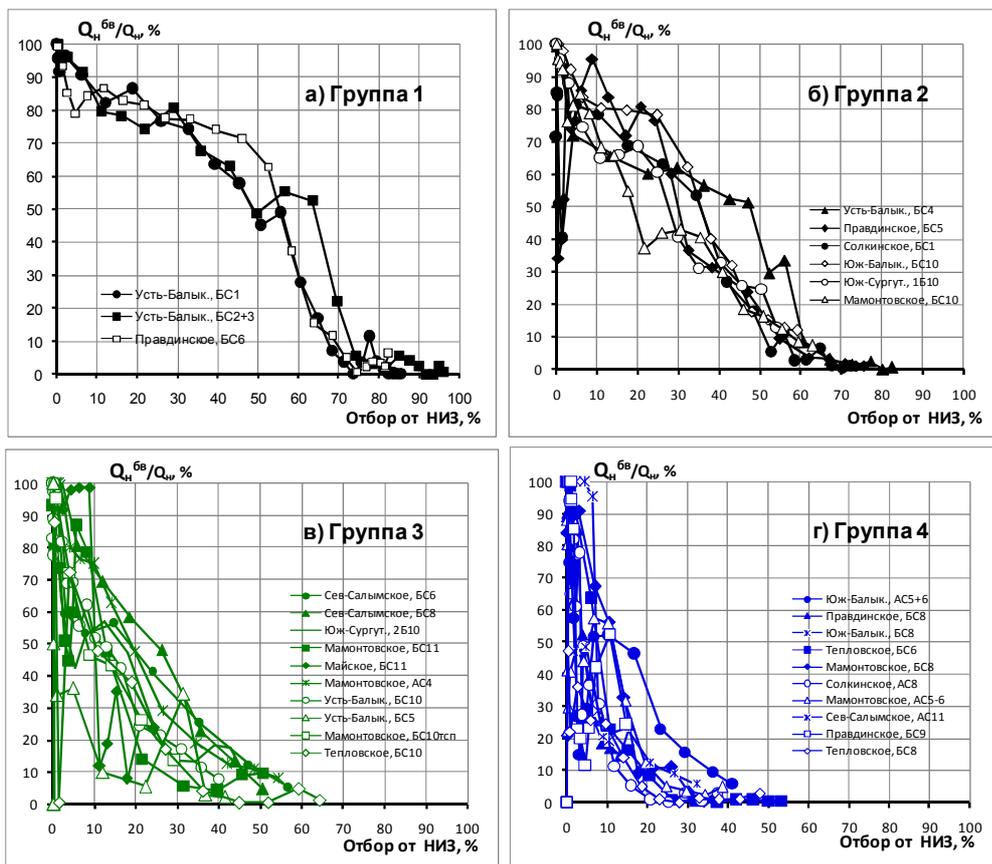
В связи с этим по рассматриваемым объектам были построены следующие основные сравнительные графики:

- зависимость текущей безразмерной безводной добычи нефти (в % от общей годовой) – от степени использования НИЗ (рис.2);
- зависимость текущего (безразмерного) безводного действующего добывающего фонда скважин (в % от общего) – от степени использования НИЗ (рис.3).

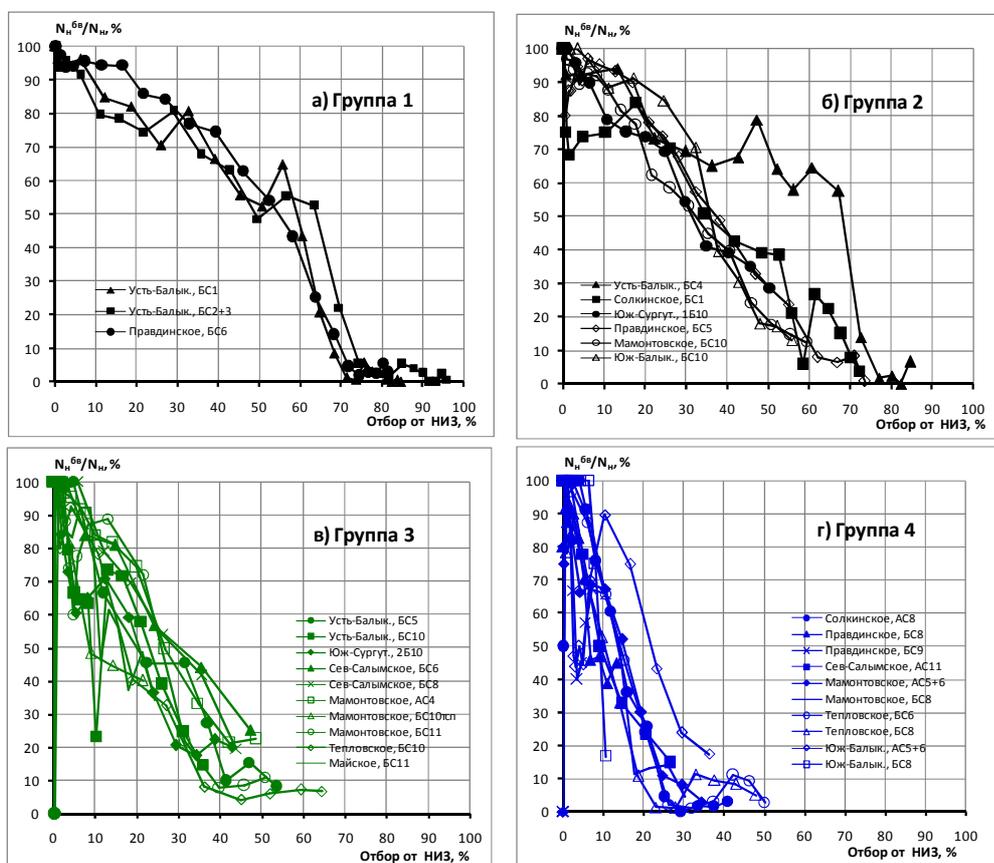
Затем полученные кривые были усреднены и по группам объектов имеют обобщенный вид, приведенный в табл. 4 и 5, а также на рис. 4 (безразмерная безводная добыча) и 5 (безразмерный обводненный фонд скважин).

Из рис.4 можно сделать следующие выводы:

- динамика безводной добычи нефти в среднем по группам объектов существенно отличается;

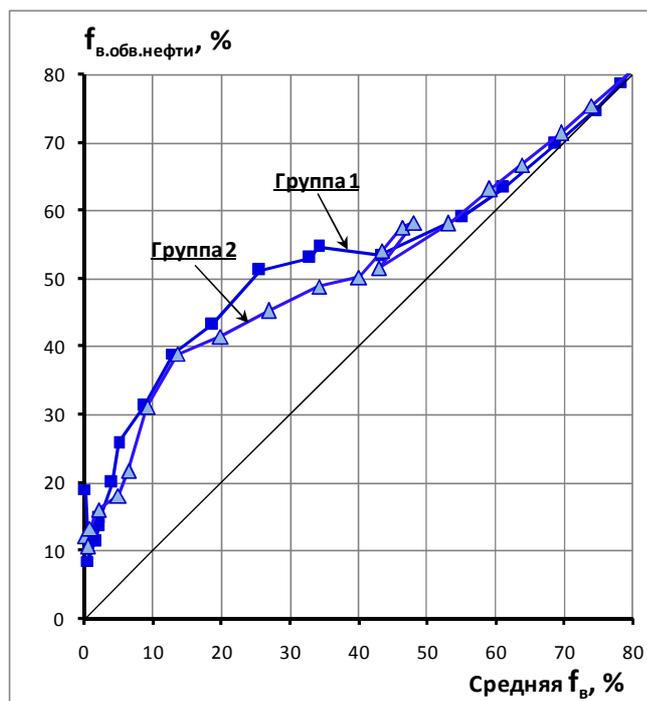


**Рис.2. Зависимость безводной (безразмерной) добычи нефти – от степени использования НИЗ по отдельным объектам**



**Рис.3. Зависимость безводного (безразмерного) фонда добывающих скважин – от степени использования НИЗ по отдельным объектам**





**Рис.6. Сопоставление средних обводненностей в целом по объекту и собственно по группам 1 и 2 обводненных скважин**

– по наилучшим объектам (группа 1 – ЧНЗ) безводная добыча нефти весьма значима и преобладает над обводненной добычей вплоть до отбора почти 55% от НИЗ. Далее она продолжается, но в снижающихся объемах – практически до отбора 80% НИЗ;

– по наихудшим объектам (группа 4 – массивные залежи) доля безводной добычи нефти стремительно сокращается с самого начала разработки и вообще прекращается при отборе 50% НИЗ;

– разница в безразмерных долях добычи  $\bar{Q}_H^{бв}$  по крайним группам объектов 1 и 4 очень значительна;

– группы объектов 2 (ЧНЗ/ВНЗ) и 3 (ВНЗ/ЧНЗ) занимают промежуточное положение между объектов группами 1 и 4. Причем, кривая по группе 2 тяготеет к кривой по группе 1, а группы 3 – к группе 4.

Динамика  $\bar{N}_{доб}^{бв}$  в целом похожа на кривые  $\bar{Q}_H^{бв}$  по соответствующим группам скважин. Однако при этом следует отметить, что доля безводного фонда на ряде интервалов  $\Delta$ НИЗ все же выше, чем доля  $\bar{Q}_H^{бв}$ .

Попутно интересно отметить еще один малозаметный факт: обводненность собственно по группе "обводненных" скважин в начальный период разработки (до отбора 30-50% от НИЗ) может существенно (в 2-3 раза) превышать среднюю обводненность по объекту в целом (рис.6).

## **Выводы**

1. Обобщена информация о динамике безводной добычи нефти по 29 объектам, представленным терригенными коллекторами на ряде месторождений Западной Сибири.

2. Установлены обобщенные закономерности изменения безводной добычи нефти и обводненного добывающего фонда скважин по 4 группам объектов, различающимся по геологическому строению (ЧНЗ, ЧНЗ/ВНЗ, ВНЗ/ЧНЗ, ВНЗ) в зависимости от степени отбора НИЗ объектов.

3. Полученные зависимости могут быть использованы при прогнозе рассматриваемых показателей по новым неразбуренным объектам с аналогичным геологическим строением.

## **Литература**

1. Янин А.Н. О взаимосвязи коэффициентов безводной и конечной нефтеотдачи пластов по промысловым данным // Бурение и нефть. 2011. №10. С.24-26.

2. Коршунова Г.Г., Соболева М.Ю., Ганина Н.Ю. и др. Анализ работы добывающих скважин ХМАО за январь 1999-август 2010гг. // Вестник недропользователя ХМАО. 2010. №6. С.70-74.

3. Телишев А.Г., Вашуркин А.И., Бадьянова И.В. Определение минимальной нефтенасыщенности пластов для получения безводной добычи нефти из скважин Западно-Сургутского месторождения // Сб.трудов Гипротюменнефтегаза "Геология и разработка нефтяных месторождений Западной Сибири", вып.35. Тюмень. 1993. С.122-125.

**Ключевые слова: разработка месторождений, добыча, безводная нефть, безводный фонд скважин, характеристики извлечения нефти, обобщение опыта, промысловые данные, история разработки, ХМАО, Западная Сибирь**