

А.Н.Янин, генеральный директор ООО "Проектное бюро "ТЭРМ"

О взаимосвязи коэффициентов безводной и конечной нефтеотдачи пластов по промысловым данным

Ключевой характеристикой эффективности процесса разработки нефтяного месторождения (эксплуатационного объекта, пласта, залежи) является конечный коэффициент извлечения нефти (КИН). Достоверность определения КИН неодинакова на различных этапах разработки месторождения. В начальный период освоения запасов точность оценки КИН, как правило, невысока. Более достоверная величина КИН проявляется лишь на завершающей стадии разработки, спустя многие десятилетия.

Возникают вопросы: нельзя ли повысить точность оценки КИН на первых стадиях разработки разбуренных пластовых сводовых залежей нефти? Существует ли какая-либо взаимосвязь (тенденция) между коэффициентом безводной нефтеотдачи ($КИН_{бв}$) залежи и ее конечной нефтеотдачей? Исследованию этих вопросов и посвящена настоящая статья.

Вопрос о величине количества нефти, вытесненной из керна за безводный период, давно и активно изучается в лабораторных условиях [1]. Рядом авторов [2, 5, 6] также давно получены аналитические зависимости параметров нефтewытеснения ($КИН$, $K_{охв}$, $K_{зав}$) на момент прорыва воды в систему скважин.

В то же время промысловому анализу и изучению такого важного показателя как коэффициент безводной нефтеотдачи ($КИН_{бв}$) залежей посвящены буквально единичные публикации [3, 4]. Попутный пример: за 18-летнюю историю рассмотрения проектных документов на ЗС ТО Роснедр по УВС (ранее ТО ЦКР по ХМАО) автор статьи ни разу не слышал, чтобы докладчики вообще оперировали таким понятием как $КИН_{бв}$, а тем более называли какие-либо конкретные величины этого показателя по залежам с различным типом строения.

В данной статье под $КИН_{бв}$ залежи автор понимает отношение суммы безводной (до обводненности скважин $< 2-3\%$) добычи нефти по совокупности всех перебивавших в эксплуатации на нефть добывающих, нагнетательных и прочих скважин к величине начальных геологических запасов нефти (НГЗ). Понятно, что время прорыва воды в отдельные скважины в общем случае бывает различным и процесс безводной добычи нефти может растягиваться во времени на многие годы.

Априори можно предположить, что, по всей видимости, должна существовать некая общая тенденция: чем больше $КИН_{бв}$, тем выше конечная нефтеотдача продуктивных пластов. Величина безводного $КИН_{бв}$ зависит от многих факторов: геологических, технологических, технических и других.

Среди геологических (природных) необходимо указать такие факторы, как тип строения залежи (пластовая сводовая, массивная, литологически ограниченная и т.д.), доля ВНЗ по площади и запасам, соотношение водонасыщенных и нефтенасыщенных толщин в массивных залежах и ВНЗ, соотношение вязкостей нефти и воды в пластовых условиях, начальная нефтенасыщенность коллекторов, наличие рыхлосвязанной воды, гидрофильность или гидрофобность коллекторов, слоистая, зональная и общая неоднородность продуктивных пластов, наличие в разрезе объектов "суперколлекторов" и т.д.

Из технологических факторов следует выделить систему разработки, плот-

ность сетки скважин, совместность или раздельность разработки пластов, темпы разбуривания, типы конструкций скважин (ННС, ГС, МЗС и т.д.), профили проводки стволов (ГС, МЗС), доля вскрытия запасов ВНЗ по разрезу на начальном этапе разработки, степень хаотичности расположения забоев скважин и другие.

Среди технических факторов необходимо указать на качество строительства скважин и разобщения пластов, наличие межпластовых перетоков, забойные давления в добывающих скважинах, депрессии на пласт, давления на устье нагнетательных скважин, проведение мероприятий по интенсификации добычи нефти (ГРП, ОПЗ, РИР и т.п.), компенсация ("перекомпенсация") отборов жидкости закачкой воды и т.п.

При анализе $KIN_{обв}$ необходимо учитывать и невысокую достоверность определения НГЗ, НИЗ и КИН по некоторым из исследуемых объектов. В рамках статьи по отдельным пластам ранее утвержденные КИН автором были скорректированы, исходя из величины накопленной добычи нефти и некоей "разумной" кратности ОИЗ нефти, принятой на уровне 15-18 лет. Величины геологических запасов в этих случаях не пересматривались.

Для проверки предположения о зависимости КИН от $KIN_{обв}$ автором обработаны промысловые данные об эксплуатации (на нефть) нескольких тысяч скважин более, чем на трех десятках (см.табл.1) нефтяных залежей 14 месторождений Тюменской области (в основном, Юганского района* ХМАО).

По результатам изучения рассмотренные залежи можно условно разделить на три группы:

1) наилучшие, монолитные, слаборасчлененные нефтяные пласты с большими по размерам ВНЗ, с высокой песчанистостью, проницаемостью, начальной нефтенасыщенностью и малой послойной неоднородностью (типа пластов БС₁₋₄ Усть-Балыкского месторождения);

2) среднепрерывистые пласты с пониженной проницаемостью, умеренной нефтенасыщенностью, повышенной зональной и послойной неоднородностью (типа объекта БС₁₀ в Юганском районе);

3) массивные залежи с неблагоприятным соотношением h_v/h_n , монолитным типом строения ВНЗ и пониженной начальной нефтенасыщенностью (пласты АС₅₋₆, БС₈, БС₁₁ Мамонтовского; БС₈, БС₁₀ Тепловского; АС₈ Солкинского; АС₁₁, БС₆ и БС₇₋₈ Северо-Салымского месторождений и т.п.).

Первая группа объектов немногочисленна, но по ним достигнуты самые высокие безводные КИН – на уровне 0,21-0,24.

Вторая группа объектов также невелика, по ним обеспечены "средние" фактические величины $KIN_{обв}$ в диапазоне 0,08-0,16.

Третья группа залежей наиболее многочисленная, $KIN_{обв}$ здесь невысоки и изменяются в пределах от 0,01 до 0,08.

Отметим, что примерно половина из всех рассмотренных нефтеносных объектов имеет очень низкие фактические $KIN_{обв}$, не превышающие 0,05 от начальных геологических запасов нефти.

* Данные по месторождениям Юганского района получены автором более 20 лет назад, но до сих пор в печати не публиковались.

Таблица 1 – Показатели безводной нефтеотдачи по объектам разработки некоторых месторождений Тюменской области

Пласт, объект	Месторождение	Тип залежи (в основном)	КИН _{бв} , доли ед.	Доля безводной добычи нефти в НИЗ, %	Расчетный К _{зав} , доли ед.	
					безводный	конечный
БС ₁	Усть-Балыкское	ЧНЗ	0,242	42,2	0,377	0,981
БС ₂₋₃	Усть-Балыкское	ЧНЗ	0,240	42,5	0,351	0,977
БС ₄	Усть-Балыкское	ЧНЗ	0,213	37,1	0,350	0,973
БС ₆	Правдинское	ЧНЗ	0,191	44,5	0,333	0,980
БС ₁	Солкинское	ЧНЗ	0,156	26,9	0,270	0,965
БС ₁₀	Южно-Балыкское	ЧНЗ	0,149	31,6	0,270	0,962
БС ₁₀ ¹	Южно-Сургутское	ЧНЗ	0,123	26,5	0,260	0,950
БС ₁₀	Мамонтовское	ЧНЗ	0,116	25,3	0,219	0,931
БС ₅	Правдинское	ЧНЗ	0,091	28,4	0,228	0,938
БС ₆	Северо-Салымское	ЧНЗ	0,083	18,3	0,166	0,879
БС ₈	Северо-Салымское	ВНЗ	0,083	23,3	0,210	0,929
АС ₁₀	Тромъеганское	ВНЗ	0,078	19,1	0,150	0,840
АС ₁₁	Назаргалеевское	ВНЗ	0,068	17,1	0,120	0,790
БС ₁₀ ²	Южно-Сургутское	ВНЗ	0,062	16,4	0,140	0,823
БС ₁₁	Мамонтовское	ВНЗ	0,061	18,0	0,120	0,852
БС ₁₁	Майское	ВНЗ	0,060	13,6	0,125	0,800
АС ₄	Мамонтовское	ЧНЗ	0,059	20,0	0,130	0,820
БС ₁₀	Усть-Балыкское	ВНЗ	0,050	13,9	0,100	0,750
БС ₅	Усть-Балыкское	ВНЗ	0,044	12,0	0,070	0,653
БС _{10ТСП}	Мамонтовское	ВНЗ	0,040	13,4	0,080	0,685
БС ₁₀	Тепловское	ВНЗ	0,040	11,0	0,070	0,653
АС ₅₋₆	Южно-Балыкское	ВНЗ	0,038	11,3	0,067	0,641
БС ₈	Правдинское	ВНЗ	0,038	14,0	0,111	0,767
БС ₈	Южно-Балыкское	ВНЗ	0,037	15,1	0,060	0,505
БВ ₂	Нонг-Еганское	ВНЗ	0,036	9,6	0,060	0,504
БС ₆	Тепловское	ЧНЗ	0,032	7,2	0,068	0,643
БС ₈	Мамонтовское	ВНЗ	0,027	10,4	0,050	0,580
АС ₈	Солкинское	ВНЗ	0,023	6,8	0,070	0,570
АС ₅₋₆	Мамонтовское	ВНЗ	0,021	8,4	0,040	0,400
БС ₁₁	Северо-Салымское	ВНЗ	0,020	6,4	-	-
АС ₁₀	Вост.-Тромъеганское	ВНЗ	0,017	4,8	-	-
БС ₉	Правдинское	ВНЗ	0,016	6,4	0,050	-
БВ ₃	Нонг-Еганское	ВНЗ	0,016	4,4	-	-
БС ₈	Тепловское	ВНЗ	0,014	4,1	-	-
АС ₁₀	Хорлорское	ВНЗ	0,010	2,8	-	-

Анализ фактических результатов показал, что в силу влияния большого количества разнообразных факторов, однозначной и четкой зависимости между КИН_{бв} и КИН – не прослеживается. Тем не менее, можно отметить, что существует

вполне выраженная тенденция – чем больше фактический КИН_{бв}, тем выше утвержденный ("ожидаемый") конечный КИН.

Следует указать, что наибольшими отклонениями от указанной тенденции отличаются пласты БС₁ и АС₈ Солкинской площади, БС₅ и БС₆ Правдинского, БС₆ и БС₈ Тепловского, БС₈ Южно-Балыкского и БС₁₁ Майского месторождений. Для части этих объектов, по мнению автора, конечный КИН, находящийся на государственном балансе, требует уточнения, иногда весьма существенного (АС₈).

Далее, если провести осреднение величин ожидаемой конечной нефтеотдачи по интервалам фактически достигнутых КИН_{бв}, то получится следующая достаточно выраженная зависимость (табл.2, рис.1).

Таблица 2 – Сопоставление КИН_{бв} и КИН (по интервалам КИН_{бв})

Усредненные значения	КИН _{бв}	0,0125	0,0275	0,0625	0,0875	0,125	0,175	0,240
	КИН	0,240	0,306	0,357	0,406	0,465	0,517	0,580

Полученная в результате приближенная ("сглаженная") зависимость коэффициента нефтеизвлечения от безводной нефтеотдачи имеет степенной вид:

$$\text{КИН} = 0,852 \times \text{КИН}_{\text{бв}}^{0,292} \quad (1)$$

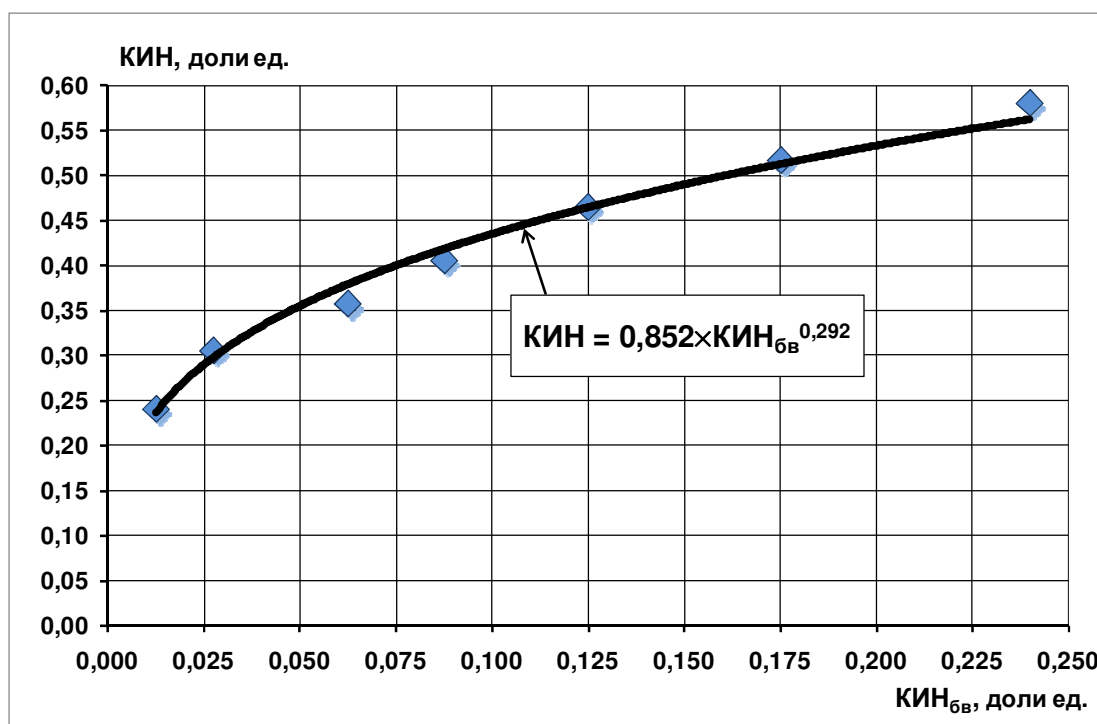


Рис.1. Усредненная зависимость конечного КИН от КИН_{бв}

Попутно, весьма интересным представляется анализ такого безразмерного показателя, как $\bar{Q}_{\text{н.бв}}$, представляющего собой отношение суммарной добычи безводной нефти по залежи за безводный период по всем скважинам $\Sigma Q_{\text{н.бв}}$ к накопленной добыче нефти за весь срок её разработки $\Sigma Q_{\text{н.к}}$, т.е. к начальным извлекаемым запасам нефти (НИЗ):

$$\bar{Q}_{\text{н.бв}} = \frac{\Sigma Q_{\text{н.бв}}}{\Sigma Q_{\text{н.к}}} \quad (2)$$

Наибольшими значениями (37-45%) величины относительной безводной добычи нефти $\bar{Q}_{н.бв}$ характеризуются такие пласты, как БС₁₋₄ Усть-Балыкского и БС₆ Правдинского месторождений. Средние величины $\bar{Q}_{н.бв}$ на уровне 20-32% достигнуты по пластам БС₁ Солкинского, БС₁₀ Южно-Балыкского, Мамонтовского, Южно-Сургутского (БС₁₀¹), АС₄ Мамонтовского, БС₅ Правдинского и БС₈ Северо-Салымского месторождений.

Наименьшими (4-7%) величинами $\bar{Q}_{н.бв}$ характеризуются пласты БС₆, БС₈ Тепловского, АС₈ Солкинского, АС₅₋₆ Мамонтовского, БС₉ Правдинского, БВ₃ Нонг-Еганского, АС₁₀ Хорлорского и Восточно-Тромъеганского месторождений. Это связано с массивным и водонефтяным типом строения залежей, невысокой начальной нефтенасыщенностью, а также с завышенными по ряду пластов КИН и НИЗ нефти, находящимися на гос.балансе.

Имея данные о величине $\bar{Q}_{н.бв}$ по объектам, можно также сделать приблизительную оценку параметра неоднородности пластов V^2 по известной эмпирической формуле В.Д.Лысенко [5,6]

$$V^2 = \frac{0,95 - 1,2 \cdot \bar{Q}_{н.бв}}{4,2 \cdot \bar{Q}_{н.бв} - 0,25} \quad (3)$$

и далее оценить такой важный параметр, как коэффициент заводнения $K_{зав}$ (т.е. "использования" подвижных запасов нефти), как за безводный период $K_{зав.бв}$, так и за весь срок разработки залежи $K_{зав.кон.}$ (см.табл.1).

Видно, что наилучшие пласты (типа БС₁, БС₂₋₃, БС₄, БС₁₀, БС₆) имеют весьма высокие расчетные значения как $K_{зав.бв} - 0,33-0,38$, так и конечного $K_{зав.} - 0,95-0,98$. По водонефтяным залежам расчетные конечные $K_{зав.}$ существенно (примерно в 1,5 раза) ниже, чем по нефтяным и составляют 0,57-0,68.

Выводы

1. Показатель КИН_{бв} может рассматриваться как важный количественный индикатор (и мера подобия) качества процессов вытеснения нефти водой на нефтяных месторождениях любого региона, разрабатываемых при заводнении.

2. По рассмотренным 35 залежам фактические КИН_{бв} изменяются в диапазоне от 0,010 до 0,242, составляя в среднем 0,074.

3. Наибольшие (>0,20) значения КИН_{бв} достигнуты по высокопроницаемым монолитным коллекторам, представленным, в основном, "чисто" нефтяными залежами с высокой проницаемостью и нефтенасыщенностью; наименьшие (0,01-0,05) – по водонефтяным и массивным залежам с высокой песчанистостью и пониженной нефтенасыщенностью.

4. Установлена количественная взаимосвязь между коэффициентами безводной и конечной нефтеотдачи пластов, выражающаяся степенной зависимостью, которую можно использовать при предварительной экспертной оценке конечных КИН по разбуренным залежам или объектам разработки.

Литература

1. Бурцев И.Б. Безводная нефтеотдача гидрофобных и гидрофильных образцов пористой среды в автомодельной области. Научно-технический сборник по добыче нефти. М., ВНИИ. 1959. №6. С.84-87.
2. Смит Ч.Р. Технология вторичных методов добычи нефти (пер. с англ.). М., Недра. 1971. 258 с.
3. Янин А.Н. Исследование коэффициента безводной нефтеотдачи многопластовых объектов. Нефтяное хозяйство. 1987. №1. С.20-23.
4. Янин А.Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Тюмень-Курган, изд.Зауралье. 2010. 608 с.
5. Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений. М., Недра. 1987. С.221-244.
6. Лысенко В.Д. Теория разработки нефтяных месторождений. М., Недра. 1993. С.69-96.