

Г. С. САБЫРБАЕВА, А. Г. ГУСМАНОВА

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ПОПУТНОЙ ВОДЫ ИЗ МНОГОПЛАСТОВОЙ ЗАЛЕЖИ

Наиболее трудным для расчета технологических показателей разработки нефтяной залежи являются темпы обводнения продукции залежи во времени. Трудность расчета количества добываемой воды усугубляется тем, что в процессе эксплуатации, на месторождении проводят различные мероприятия по ограничению добычи попутной воды.

В связи с этим, все как технологические, так и геологические факторы в комплексе будут оказывать достаточно значительное влияние на характер изменения темпа обводнения продукции залежи.

Рассматриваемые в настоящей работе месторождения Узень, Жетыбай, Каламкас и Каражанбас разрабатываются, в основном с применением заводнения (Узень и Жетыбай) и физико-химических (Каламкас), а также тепловых (Каражанбас) методов воздействия. Только водоплавающий XIII горизонт месторождения Жетыбай эксплуатируется при естественном упруговодонапорном режиме из-за активности подошвенной воды и хорошей гидродинамической связи между водоносной и нефтеносной частями залежи вышеуказанного горизонта.

Указанные месторождения в настоящее время находятся на достаточно длительном периоде эксплуатации, по их продуктивным залежам (объектам, участкам) накоплено огромное количество фактических геолого-промышленных материалов, так что, по-видимому, возникла необходимость уточнить некоторые гидродинамические параметры, а именно относительные фазовые проницаемости и создание на их основе методического подхода для проведения расчета обводненности их продукции.

Нами, для сравнения с фактическими кривы-

ми зависимости  $Q_H / Q_{H.\max} = f\left(\frac{\sum Q_H}{V_{акт}}\right)$ , были

использованы диаграммы относительных фазовых проницаемостей, полученных в лабораторных условиях при вытеснении нефти из керна отобранных из пластов месторождения Узень [2].

Результаты сопоставления приведены на рисунке, из которых следует, что кривые  $Q_H / Q_{H.\max} =$

$= f\left(\frac{\sum Q_H}{V_{акт}}\right)$  совпадают по конфигурации с кри-

выми относительных проницаемостей, построенных для пластов месторождения Узень. Это доказывает, что моделирующая кривая фактиче-

ских данных  $Q_H / Q_{H.\max} = f\left(\frac{\sum Q_H}{V_{акт}}\right)$  месторож-

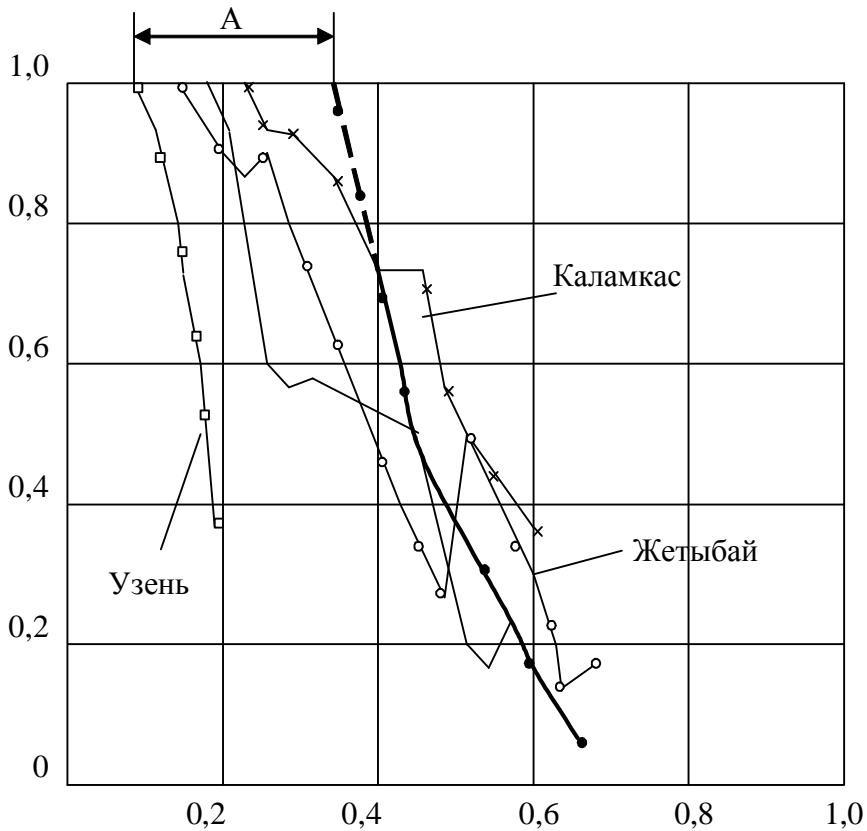
дений Узень, Жетыбай, Каламкас и Каражанбас в основном полностью описывает механизм процесса вытеснения нефти водой из пластов (макромире), которое происходит по тем же законам, что и при вытеснении нефти водой из керна в лабораторных условиях (в микромире). Поэтому зависимость изменения добычи нефти и воды могут быть использованы при расчете обводнения продукции залежи, в ходе выполнения проектных документов или при обосновании отдельных методов регулирования для улучшения процесса разработки нефтяных месторождений. Следует отметить, что по месторождению Каражанбас

указанная зависимость  $Q_H / Q_{H.\max} = f\left(\frac{\sum Q_H}{V_{акт}}\right)$

несколько сдвинута «влево», т.е. текущая добыча нефти практически резко падает относительно всего максимального значения  $Q_{H.\max}$ , что свидетельствует о достаточно низкой эффективности процесса выработки запасов нефти. Это, по-видимому, связано с высокой вязкостью нефти в пластовых условиях данного месторождения. Если построенную зависимость сместить вправо на величину «A» (рис.), то будет видно, что фактическая кривая достаточно полностью совпадает с кривой относительной проницаемости  $\bar{K}_H$ , построенной для пластов месторождения Узень путем исследования керна в лабораторных условиях. Это свидетельствует о том, что для прогноза процесса обводнения каждого месторождения

$$\frac{Q_H}{Q_{H\max}},$$

доли. ед.



$$\frac{\sum Q_H}{V_{актив}},$$

доли. ед.

Зависимость относительного изменения добычи нефти  $\left( \frac{Q_H}{Q_{H\max}} \right)$   
от степени использования активных запасов  $(\Sigma Q_H / V_{актив})$

необходимо использовать фактические кривые указанного месторождения, в отдельности, обрабатывая их методом математической статистики, предложенной в работе [1].

Поэтому, для залежей, которые эксплуатируются путем применения искусственного воздействия, значений соотношений относительных фазовых проницаемостей будут описываться по следующей аналитической зависимости:

$$\frac{\bar{K}_H}{\bar{K}_w} = \frac{Q_H}{Q_w} \cdot \mu_0 = a \cdot e^{-b \cdot \sum Q_H / V_{акт}}, \quad (1)$$

где  $\mu_0 = \frac{\mu_H}{\mu_w}$  – отношение вязкости нефти ( $\mu_H$ ) к вязкости воды ( $\mu_w$ ). Согласно результатам иссле-

дований, выполненных в работе [1], коэффициент « $b$ » равен 0,2 ( $b=0,2$ ). Для определения коэффициента « $a$ », зависящий от однородности пласта, вязкости нефти и от количества погребенной воды в нефтяном пласте, были обработаны фактические геолого-промышленные материалы XIII горизонта месторождения Узень, результаты обработки показали, что этот параметр изменяется в пределах от 2190,8 до 6371 и в среднем составляет,  $a=4282,4$ .

Таким образом, формула (1) для XIII горизонта месторождения Узень имеет следующий вид:

$$\frac{\bar{K}_H}{\bar{K}_w} = 4282,4 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_H}, \quad (2)$$

где  $\eta_H$  – текущий коэффициент нефтеотдачи пластов, равный отношению накопленной добычи

нефти ( $\Sigma Q_h$ ) к балансовым запасам ( $V_{\text{бал}}$ ), в процентах.

Соответствующие формулы получены и по другим горизонтам и участкам месторождений Узень, Жетыбай Каламкас и Каражанбас, результаты которых приведены в табл. 1. Для проведения расчетов по полученным формулам, необходимо знать величины коэффициента нефтеизвлечения ( $\eta_h$ ) на прогнозный период. Для этого проводится прогноз фактического значения накопленной добычи нефти путем использования методов математической статистики, а, также имея величину балансового запаса, определяется текущее значение коэффициента нефтеизвлечения на предполагаемый исследуемый год ( $\eta_h$ ). Затем, имея значения  $\eta_h$ , оценивается величина соотношений относительных фазовых прони-

цаемостей нефти и воды  $\left( \frac{\bar{K}_h}{K_w} \right)$ . После установления величин указанных параметров, используя

известную зависимость, рассчитывается значение темпа обводнения продуктивной залежи нефтяного месторождения.

$$f_b = \frac{100}{1 \times \frac{\bar{K}_h}{K_w} \cdot \frac{\mu_w}{\mu_h}} , \quad (3)$$

Подставляя вместо  $\frac{\bar{K}_h}{K_w}$  соотношения, приве-

денные в табл. 1 и значения  $\mu_w$  и  $\mu_h$  (вязкости воды и нефти в пластовых условиях), а также, проводя незначительные преобразования, получим более конкретизированное соотношение для расчета темпа обводнения нефтяных горизонтов и участков месторождений Узень, Жетыбай, Каламкас и Каражанбас. Результаты приведены в табл. 2.

При этом темп изменения обводненности расчетным путем определялся по зависимости, которая характеризуется как разность текущей обводненности от ее значения предыдущего года.

Таблица 1. Формулы для расчета соотношений относительных фазовых проницаемостей

№п/п	Месторождение	Горизонт, участок	Формула $\left( \frac{\bar{K}_h}{K_w} \right)$	Примечание
1	Узень	XIII	$4282,4 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_h};$	
		XIV	$304,5 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_h};$	
		XV	$267,8 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_h};$	
		XVI	$1918,2 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_h};$	
		XVII	$600,0 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_h};$	
2	Жетыбай	V	$128,3 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_h};$	
		VIII	$209,8 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_h};$	
		X	$137,3 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_h};$	
		XII	$1127,3 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_h};$	
		XIII	$1627,1 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_h};$	
3	Каламкас	Ю-C <sub>1</sub>	$665,2 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_h};$	
		Ю-C <sub>2</sub>	$130,3 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_h};$	
4	Каражанбас	ПТВ	$561,2 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_h};$	Участок
		ВВГ	$1197,6 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_h};$	Участок

Таблица 2. Конкретизированные формулы для расчета темпа обводнения продуктивных залежей

№ п/п	месторождение	Горизонт, участок	Формула $f_e$ , %
1	Узень	XIII	$\frac{100}{1 + 856,5 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_u}};$
		XIV	$\frac{100}{1 + 60,9 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_u}};$
		XV	$\frac{100}{1 + 53,6 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_u}};$
		XVI	$\frac{100}{1 + 383,6 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_u}};$
		XVII	$\frac{100}{1 + 120,0 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_u}};$
2	Жетыбай	V	$\frac{100}{1 + 30,8 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_u}};$
		VIII	$\frac{100}{1 + 50,4 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_u}};$
		X	$\frac{100}{1 + 32,9 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_u}};$
		XII	$\frac{100}{1 + 270,6 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_u}};$
		XIII	$\frac{100}{1 + 390,5 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_u}};$
3	Каламкас	Ю-C <sub>1</sub>	$\frac{100}{1 + 21,95 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_u}};$
		Ю-C <sub>2</sub>	$\frac{100}{1 + 4,29 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_u}};$
4	Каражанбас	ПТВ (участок)	$\frac{100}{1 + 0,561 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_u}};$
		ВВГ (участок)	$\frac{100}{1 + 1,198 \cdot e^{-0,2 \cdot \eta_u}}$

## ЛИТЕРАТУРА

1. Пермяков И.Г. Экспресс-метод расчета технологических показателей разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1975. 128 с.

2. Надиров Н.К., Вахитов Г.Г., Сафонов С.В. и др. Технология повышения нефтеизвлечения. Алма-Ата: Изд. «Наука», 1982. 276 с.

3. Горбунов А.Т., Рябинина З.К., Пугачева С.Г. Анализ кривых фазовых проницаемостей и их использование в гидродинамических расчетах // «Нефтяное хозяйство». 1971. №7. С. 19-25.

## Резюме

Өзен, Жетібай, Қаламқас және Қаражанбас кен-орындары су айдауды қолданумен игерледі. Бапта Маңғыстау мұнайлы кенорындарының өнімді кеніштерінің сулану қарқыны есептеген.

## Summary

Uzen, Zhetybai, Kalamkas and Karazhanbas deposits considered in this work are developed with use of flooding. At the article water cutting value of Mangystau beds is estimated.

УДК 622.276

АкмГУ им. Ш. Есенова, г. Актау Поступила 10.12.07г.