

Д.В. Петров  
ООО «ПермНИПИнефть»

## ВОЗМОЖНОСТЬ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РАЗМЕРА СТАВОК ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ПРАВО ПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДРАМИ ПО НЕФТЯНЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЯМ ПЕРМСКОЙ ОБЛАСТИ (НА ПРИМЕРЕ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМНЕФТЬ»)

Построена обобщенная модель определения ставок платежей по исследуемым месторождениям, а также выполнены конкретные расчеты определения ставок платежей по месторождениям.

Согласно «Закону о недрах» плата за право разработки нефтяных месторождений может составлять 6-16% стоимости добытого минерального сырья, но, к сожалению, отсутствие единых методических рекомендаций затрудняет ее определение для конкретных месторождений в различных регионах страны. В имеющихся в настоящее время документах нет и научных рекомендаций для разработки методики определения ставок платежей за право пользования недрами, учитывающих разнообразие горно-геологические условия эксплуатации нефтяных залежей.

Для нефтедобывающих предприятий Пермской области, где достаточно длительное время добывается нефть, определение ставок платежей актуально тем, что ухудшаются экономические показатели эксплуатации недр, что ведет к увеличению себестоимости добычи. Кроме того, нефтяные месторождения отличаются по своим геолого-технологическим условиям.

Ставка платежей за право пользования недрами является одним из экономических рычагов регулирования отношений недропользования, поэтому ее конкретные размеры должны, с одной стороны, способствовать заинтересованности нефтедобывающего предприятия в ведении работ на территории и стабилизации добычи, с другой – отвечать интересам районов, на землях которых ведутся эти работы.

В связи с этим задача заключается в составлении таких моделей определения ставок платежей, которые бы позволили учесть как геологические, так и технологические условия разработки. Данной задаче и посвящена эта статья.

Для обоснования ставок платежей за право пользования недрами были проанализированы геолого-технологические показатели 26 месторождений Пермской области, находящиеся на балансе ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефть»: количество скважин на месторождении ( $N$  скв), среднесуточный дебит нефти ( $Q_n$ ), среднесуточный дебит жидкости ( $Q_j$ ), обводненность ( $И$ ), добыча нефти по месторождению ( $Q_{нв}$ ), добыча жидкости по месторождению ( $Q_{жв}$ ), добыча нефти по месторождению механизированным способом ( $Q_{нв\text{мех}}$ ), добыча жидкости по месторождению механизированным способом ( $Q_{жв\text{мех}}$ ), объем

закачиваемой воды в пласт ( $Z_i$ ), себестоимость (С/С), глубина залегания продуктивного пласта (Гл), площадь месторождения нефти (Sн), эффективная (нефтолщ1) и нефтенасыщенная (нефтолщ2) толщины, открытая пористость (пор.), нефтенасыщенность (нефтенас), КИН, проницаемость (прониц.), плотность (плотн.), вязкость (вязк.), процентное содержание серы, смол и альфатенов, содержание парафинов (ПФ), а также геологические и извлекаемые запасы, плата за недра (ПлНд).

При определении модели для расчета ставок платежей за право пользования недрами выполнена статистическая обработка вышеперечисленных геолого-технологических показателей.

На основе анализа основных изучаемых показателей были установлены те критерии, которые в дальнейшем могут быть использованы при обосновании ставок платежей за право пользования недрами. К таким критериям относятся:  $N$  скв,  $W$ , С/С, КИН, ПФ. Необходимо отметить, что данные показатели, в основном, характеризуют создавшиеся условия разработки изучаемых месторождений.

Для дальнейшего анализа автором были использованы эти показатели. Оценка взаимосвязи между ними приведена в табл.1.

Таблица 1  
Корреляционная матрица

	$N$ скв	$W$	С/С	КИН	ПФ	ПлНд
$N$ скв	1,00	0,33	0,44	0,05	0,05	-0,39
$W$		1,00	0,56	0,29	0,10	-0,49
С/С			1,00	0,33	0,47	-0,77
КИН				1,00	0,15	-0,66
ПФ					1,00	-0,39
ПлНд						1,00

Из табл.1 видно, что максимальной корреляционной связью с параметром ПлНд характеризуется величина себестоимости добычи тонны нефти.

При построении многомерной статистической модели использовалось сочетание этих признаков, при котором статистическая связь с платой за пользование недрами характеризовалась максимальным коэффициентом корреляции. В качестве критерия, описывающего взаимосвязь изучаемых показателей, ПлНд, использовался множественный коэффициент корреляции  $R$ .

Выполненный анализ показал, что для расчетов необходимо использовать следующую многомерную модель:

$$\text{ПлНд} = ((-0,0004 \cdot N \text{ скв}) - (0,0039 \cdot W) - (0,0046 \cdot \text{С/С}) - (1,7461 \cdot \text{КИН}) - (0,0623 \cdot \text{ПФ})) + 8,7337$$

и характеризуется максимальной связью  $R = 0,84$ .

В табл. 2 приведены прогнозные ставки платы за недра по рассчитанной выше модели и ставки, определенные в 1997 году.

Таблица 2  
Ставки платы за недра

Месторождение	Плата за недра (прогноз)	Плата за недра 1997 год
1. Альяншское	6,69	8,13
2. Аспинское	5,97	7,29
3. Баклановское	6,25	7,38
4. Быркинское	6,42	8,16
5. Гондыревское	6,07	7,52
6. Горское	6,76	7,99
7. Дороховское	7,00	8,20
8. Казаковское	7,17	7,98
9. Кокуйское	5,95	7,02
10. Кр.Куединское	6,59	8,00
11. Кудрявцевское	6,83	8,40
12. Курбатовское	7,21	8,28
13. Мало-Усинское	7,19	8,50
14. Маячное	6,32	7,90
15. Москудьинское	6,81	8,24
16. Осинское	6,80	8,14
17. Павловское	6,41	7,58
18. Рассветное	6,75	8,20
19. Сосновское	6,85	7,73
20. Степановское	6,51	8,20
21. Судановское	7,18	8,40
22. Таныпское	5,80	6,90
23. Тулвинское	6,92	8,51
24. Чураковское	6,77	7,86
25. Шагирто-Гажан.	5,88	7,38
26. Шумовское	7,18	8,70

На рисунке приведено сопоставление текущей и прогнозной ставок платежей, которые характеризуются достаточно тесной связью.

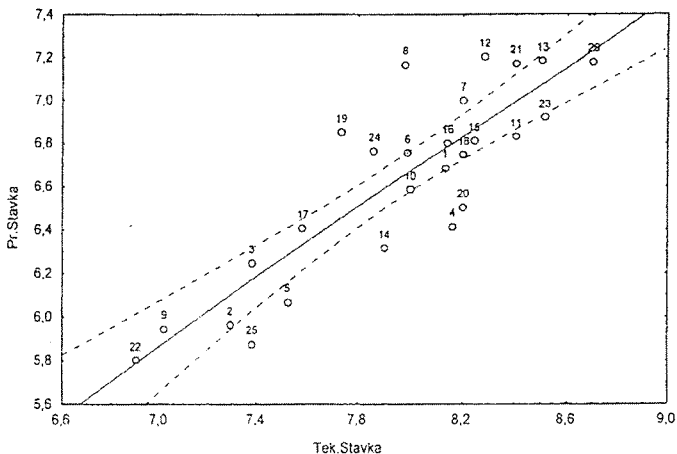


Рис. Сопоставление прогнозной и текущей ставок платы за недра

Вышеприведенное свидетельствует о том, что по прогнозной модели можно определить значение ставок платежей за право пользования недрами. Таким образом, построена адекватная статистическая модель прогнозирования ставок платежей за недра по исследуемым месторождениям.

Получено 11.11.2000

УДК 553.8

Д.В. Петров  
ООО «ПермНИПИнефть»

## О ВОЗМОЖНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Рассмотрены критерии, по которым можно определить значение себестоимости добычи тонны нефти. Выявлена значимая корреляционная связь при сравнении расчетной (прогнозной) себестоимости и текущей.

В ОАО «Ноябрьскнефтегаз», которое достаточно длительное время добывает нефть, наблюдается падение уровня добычи, значительное ухудшение горно-геологических условий эксплуатации недр, что ведет к увеличению себестоимости добычи тонны нефти. Кроме того, разрабатываемые нефтяные месторождения значительно отличаются по своим горно-геологическим условиям и по развитию инфраструктуры.