

В.И. Галкин, В.В. Бродягин, С.А. Иванов

Пермский государственный технический университет  
ОАО «Когалымнефтегаз»**О ВОЗМОЖНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ ДЕБИТОВ  
НЕФТИ ВО ВРЕМЕНИ ПО ЛИТОЛОГИЧЕСКИМ ДАННЫМ**

Для Повховского месторождения изучено влияние различных геолого-технологических факторов на среднесуточные дебиты нефти ( $Q_n$ ).

В результате всей истории изучения, разбуривания и разработки Повховского месторождения накопился огромный массив геолого-технологической информации.

При переинтерпретации всех геолого-геофизических материалов по месторождению в ходе хозяйственных работ на кафедре геологии нефти и газа была существенно уточнена геологическая модель строения неокомских отложений и выданы рекомендации по усовершенствованию системы разработки. Одним из направлений исследований явилось изучение влияния на среднесуточные дебиты нефти ( $Q_n$ ) различных геолого-технологических факторов. Степень влияния оценивалась путем вычисления коэффициентов корреляции ( $r$ )  $Q_n$  с ними. Выполненный анализ показал, что значимые коэффициенты корреляции наблюдаются с шестью показателями: мощностью песчаников ( $Mp$ ), количеством различных по ФЕС пачек внутри песчаных пластов ( $Np$ ), кодом литологической зоны ( $LZ$ ) (таблица), обводненностью продукции скважины ( $W$ ), среднесуточным дебитом по жидкости ( $Q_{ж}$ ) и типом обводнения скважины ( $T_o$ ).

Литологическая зональность строения пласта БВ<sub>8</sub>  
Повховского месторождения

Код зоны	Песчанистость, %	Расчлененность, шт
9	> 50	< 6
8		6-12
7		>12
6	30-50	< 6
5		6-12
4		>12
3	< 30	< 6
2		6-12
1		>12

В дальнейшем, для анализа эти показатели были условно разделены на две группы: геологические ( $Mp$ ,  $Np$ ,  $LZ$ ) и технологические ( $W$ ,  $Q_{ж}$ ,  $T_o$ ). Для устранения влияния различных размерностей этих параметров они были приведены к безразмерному виду путем вычисления разностных параметров ( $\Delta x$ ). Затем значения  $\Delta x$  были сопоставлены с  $Q_n$  и получены многомерные уравнения регрессии прогноза  $Q_n$  раздельно в зависимости от геологических и технологических факторов. Анализ моделей производился на различные годы разработки (1998–2000 гг.) с шагом 6 месяцев. Таким образом, было получено по 6 моделей по геологическим (Г) и технологическим (Т) факторам. Модели приводятся ниже.

1998	Январь	$\Gamma = 1,91 + 0,049Mp + 0,140Np + 0,099LZ,$ $T = 3,49 - 0,52W + 0,625Q_{ж} + 0,265T_o.$
	Июль	$\Gamma = 2,21 + 0,037Mp + 0,142Np + 0,095LZ,$ $T = 3,49 - 0,50W + 0,637Q_{ж} + 0,257T_o.$
1999	Январь	$\Gamma = 2,53 + 0,031Mp + 0,144Np + 0,087LZ,$ $T = 3,49 - 0,52W + 0,638Q_{ж} + 0,254T_o.$
	Июль	$\Gamma = 2,61 + 0,025Mp + 0,159Np + 0,084LZ,$ $T = 3,50 - 0,51W + 0,620Q_{ж} + 0,261T_o.$
2000	Январь	$\Gamma = 2,694 + 0,020Mp + 0,182Np + 0,083LZ,$ $T = 3,116 - 0,51W + 0,637Q_{ж} + 0,262T_o.$
	Июль	$\Gamma = 2,812 + 0,0185Mp + 0,199Np + 0,078LZ,$ $T = 3,116 - 0,50W + 0,618Q_{ж} + 0,262T_o.$

Установлено, что с течением времени практически во всех моделях влияние геологических факторов начинается все с более низких дебитов. Выполненный детальный анализ изменения свободных и угловых членов уравнений регрессии во времени показал, что эти коэффициенты в геологических моделях изменяются во времени закономерно. Например, коэффициент при  $Np$  изменяется последовательно следующим образом: от 0,140 до 0,199, а при  $LZ$  от 0,099 до 0,078. Коэффициенты при технологических показателях во времени практически не меняются (коэффициент при обводненности от 0,50 до 0,53, при  $Q_{ж}$  – от 0,638 до 0,618). С учетом вышеизложенного выполнена статистическая оценка изменения свободных членов и коэффициентов при показателях во времени для всех изучаемых моделей. Установлено, что для геологической составляющей наблюдается временной тренд в изменении коэффициентов, тогда как для технологических установить каких-либо закономерностей не удалось.

Приведем модели изменения:

$$\begin{aligned}
 K_{Mp} &= 23,96 - 0,012\Gamma \text{ при } r = -0,97, t_p > t_c, \\
 K_{Np} &= -48,96 + 0,25\Gamma \text{ при } r = -0,94, t_p > t_c, \\
 K_{LZ} &= 16,54 - 0,008\Gamma \text{ при } r = -0,98, t_p > t_c, \\
 K_w &= -10,08 - 0,005\Gamma \text{ при } r = 0,36, t_p < t_c, \\
 K_{Q_{ж}} &= 6,68 - 0,003\Gamma \text{ при } r = -0,31, t_p < t_c, \\
 K_{T_o} &= -0,54 - 0,0004\Gamma \text{ при } r = 0,09, t_p < t_c.
 \end{aligned}$$

где  $K_{M_p}$ ,  $K_{N_p}$ ,  $K_{LZ}$ ,  $K_w$ ,  $K_{Q_w}$ ,  $K_{T_0}$  – коэффициенты при соответствующих геологических и технологических показателях,  $\Gamma$  – год,  $t_p$ ,  $t_i$  – расчетное и теоретическое значения коэффициента Стьюдента.

Таким образом, видно, что зональная классификация (см. табл.), а также ряд других геологических характеристик могут быть использованы при прогнозировании дебитов нефти во времени.

Анализ площадного распространения макро- и микронеоднородности, обусловленных различными условиями осадконакопления (русла, озера, болота, поймы, старицы, лагуны, заливы), осложненными наличием более поздних врезов и перетолжением обломочного материала с привлечением данных разработки, позволяет выявлять причины различной продуктивности и обводненности эксплуатационных скважин, планировать технические мероприятия по оптимизации добычи и разработки углеводородного сырья, прогнозировать изменение дебитов нефти по скважинам во времени.

Получено 21.08.03

УДК 551.735

А. С. Флаас, М. Л. Чернова

*Пермский государственный технический университет*

## **О ПРИРОДЕ ЛОКАЛЬНЫХ ПОДНЯТИЙ В КОГАЛЫМСКОМ РЕГИОНЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

На основании детального анализа соотношений структурных планов различного стратиграфического уровня установлено, что главными факторами в формировании их современных морфологических характеристик являются особенности рельефа доюрского «фундамента», первичная мощность юрских отложений и степень их уплотнения в процессе литификации. Наложённые деформации альпийского тектогенеза привели к некоторому усложнению локальных структур и обусловили повышенную трещиноватость пород.

Карта мощностей юрской толщи, составленная авторами для территории Когалымского региона Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, свидетельствует о значительных колебаниях их значений – от 300 до 1050 м. При традиционном методе палеоструктурной интерпретации этой карты, не учитывающем уплотнения отложений в процессе их литификации, доюрский «фундамент» к началу нижнемеловой эпохи должен был характеризоваться рельефом, который наследуется в общих чертах его современными морфологическими особенностями. Отличительной особенностью построенного «палеорельефа» является его значительно меньшая степень пересеченности по сравнению с современными характеристиками. Так, если к концу титонского века разница абсолютных отметок этой структурно-эрозивной поверхности на сводовой части Тевлинско-Русскинского и