

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ КАК НОСИТЕЛИ ИНФОРМАЦИИ ОБ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОСОБЕННОСТЯХ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

В. Н. Косков, Б. В. Косков, Е. П. Гудков

(Пермский государственный технический университет)

Показана возможность эффективного использования данных ГИС, попарно сопоставленных с данными гидродинамических исследований на основе рассчитанных зависимостей вида гидродинамический параметр = f (геофизический параметр), с целью получения дополнительной информации о гидродинамических характеристиках нефтесодержащих пластов в скважинах, не охваченных промысловыми исследованиями.

It is shown the opportunity of effective usage of geophysical well examination data, correlated in pairs with hydrodynamic examination data on the base of calculated dependences of a type hydrodynamic parameter = f (geophysical parameter), with the purpose of receiving additional information about hydrodynamic characteristics of oil beds in wells, which have been left without field examinations.

Геофизические характеристики продуктивных пластов ($A_{ПС}$, ΔL_r , $\Delta L_{пр}$, Δt и др.) через зависимость $\Delta L_{пр} = f$ (пористость по керну) обычно используются для построения различных геологических моделей залежей углеводородного сырья (карт пористости, профилей, корреляционных схем и др.) с целью подсчета запасов нефти и газа. В процессе же разработки залежей данные геофизических исследований скважин (ГИС) практически не используются. Между тем, данные ГИС, полученные на ранней стадии, т. е. непосредственно после бурения скважин можно успешно использовать и в процессе эксплуатации скважин при сопоставлении с их данными гидродинамических исследований (ГДИ). Это предположение подтверждается на примере нефтяных месторождений Пермской области, в которых наряду с эксплуатационными характеристиками скважин использовались и геофизические параметры [1].

К эксплуатационным характеристикам относят следующие: способы эксплуатации (фонтанный или механизированный); $H_{стат.}$ и $H_{дин.}$ — расстояние от устья до статического или динамического уровня жидкости в скважине, м; $P_{пл.}$, $P_{зоб.}$, $P_{буф.}$, $P_{затр.}$ — соответственно пластовое давление, давление на забое добывающих скважин, на устье (буфере) скважины и на устье скважины в затрубном пространстве, МПа; Q_n и $Q_ж$ — дебит скважины соответственно по нефти или по жидкости, т/сут.

Из перечисленных характеристик составляются и исследуются производные (комплексные) параметры: понижение статического уровня в скважине ($\Delta H_{ур.} = H_{стат.} - H_{дин.}$); перепад давлений в продуктивном пласте ($\Delta P_{пл.} = P_{пл.} - P_{зоб.}$); дебит скважины по воде ($Q_в = Q_ж - Q_n$); коэффициент продуктивности скважины по нефти ($K_{прод.н} = Q_n / \Delta P_{пл.}$, т/(сут · МПа); коэффициент продуктивности скважины по жидко-

сти ($K_{прод.ж} = Q_ж / \Delta P_{пл.}$, т/(сут · МПа); массовая обводненность продукции скважины ($f_в = Q_в / Q_ж \cdot 100$, %); добыча нефти, накопленная с начала эксплуатации (Q_n , т); коэффициент проницаемости соответственно призабойной зоны и всего разреза скважины, определенный гидродинамическими методами исследования в начальный период ее работы ($k_{пр.1}$) и на дату настоящего исследования ($k_{пр.2}$, мкм²); коэффициент продуктивности соответственно начальный ($k_{прод.1}$) и текущий ($k_{прод.2}$), (т/(сут · МПа); коэффициент изменения проницаемости ($k_{пр.изм} = k_{пр.2} / k_{пр.1}$) и коэффициент изменения продуктивности ($k_{прод.изм} = k_{прод.2} / k_{прод.1}$).

По промыслово-геофизическим материалам месторождений Пермского Прикамья были проведены попарные сопоставления параметров ГИС и ГДИ. Такой подход, основанный на результатах комплексной интерпретации гидродинамических и геофизических материалов, является весьма перспективным для получения информации о гидродинамических характеристиках нефтесодержащих пластов в скважинах, не охваченных промысловыми исследованиями, с помощью рассчитанных зависимостей вида гидродинамический параметр = f (геофизический параметр). Использование таких зависимостей, например результатов потокометрии, в комплексе с ГИС позволяет более уверенно оценить динамику работы каждого пласта-коллектора из выявленных в разрезе скважины и охарактеризовать потенциальные добычные возможности скважин. Более того, реализация возможности получения с помощью данных ГИС информации о начальных гидродинамических параметрах (продуктивности, гидропроводности, проницаемости и др.) в скважинах, не охваченных промысловыми исследованиями, позволяет выйти на оптимальные схемы разработки нефтяных месторождений.

Эффективность такого подхода подтверждается на примере нефтяных месторождений Куединского вала, для которых проведены попарные сопоставления геофизических (ΔL_r и $\Delta L_{пр}$) и промысловых (коэффициент продуктивности скважины — $K_{прод.}$ и коэффициент проницаемости — $K_{пр.}$) параметров. Например, зависимость $\Delta L_r = f(K_{прод.})$, построенная для нижнекаменноугольных отложений Гондырев-

