

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 550.83.017:622.276.031

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 ($A_{\text{пс}}, \Delta I_y, \Delta I_{ny}, \Delta t$ и др.) через зависимость $\Delta J_{ny} = f$ (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); $H_{\text{стат.}}$ и $H_{\text{дин.}}$ — расстояние от устья до статического или динамического уровня жидкости в скважине, м; $P_{\text{пл.}}$, $P_{\text{заб.}}$, $P_{\text{буф.}}$, $P_{\text{затр.}}$ — соответственно пластовое давление, давление на забое добывающих скважин, на устье (буфере) скважины и на устье скважины в затрубном пространстве, МПа; Q_n и $Q_{\text{ж}}$ — дебит скважины соответственно по нефти или по жидкости, т/сут.

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

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

($k_{\text{прод.1}}$) и текущий ($k_{\text{прод.2}}$), (т/(сут · МПа)); коэффициент изменения проницаемости ($k_{\text{пр. изм}} = k_{\text{пр.2}} / k_{\text{пр.1}}$) и коэффициент изменения продуктивности ($k_{\text{прод. изм}} = k_{\text{прод.2}} / k_{\text{прод.1}}$).

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 добывные 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 (ΔI_y и ΔI_{ny}) и промысловых (коэффициент продуктивности скважины — $K_{\text{прод.}}$ и коэффициент проницаемости — $K_{\text{пр.}}$) параметров. Например, зависимость $\Delta I_y = f(K_{\text{прод.}})$, построенная для нижнекаменноугольных отложений Гондырев-

ского месторождения, имеет следующее аналитическое выражение:

$$\Delta J_y = -0,091713 \cdot \log(K_{\text{прод}}) + 0,410851$$

и характеризуется высокой теснотой связи ($R = -0,91$).

При комплексной интерпретации данных ГИС и ГДИ получена серия зависимостей $K_{\text{пр}} = f(\Delta J_y)$, оценивающих коэффициент проницаемости через двойной разностный параметр ΔJ_y . Так, для терригенных отложений нижнего карбона Трифоновского месторождения такая зависимость характеризуется высоким коэффициентом корреляции и имеет вид:

$$K_{\text{пр}} = 0,0002 \cdot \Delta J_y^{-2,5943}.$$

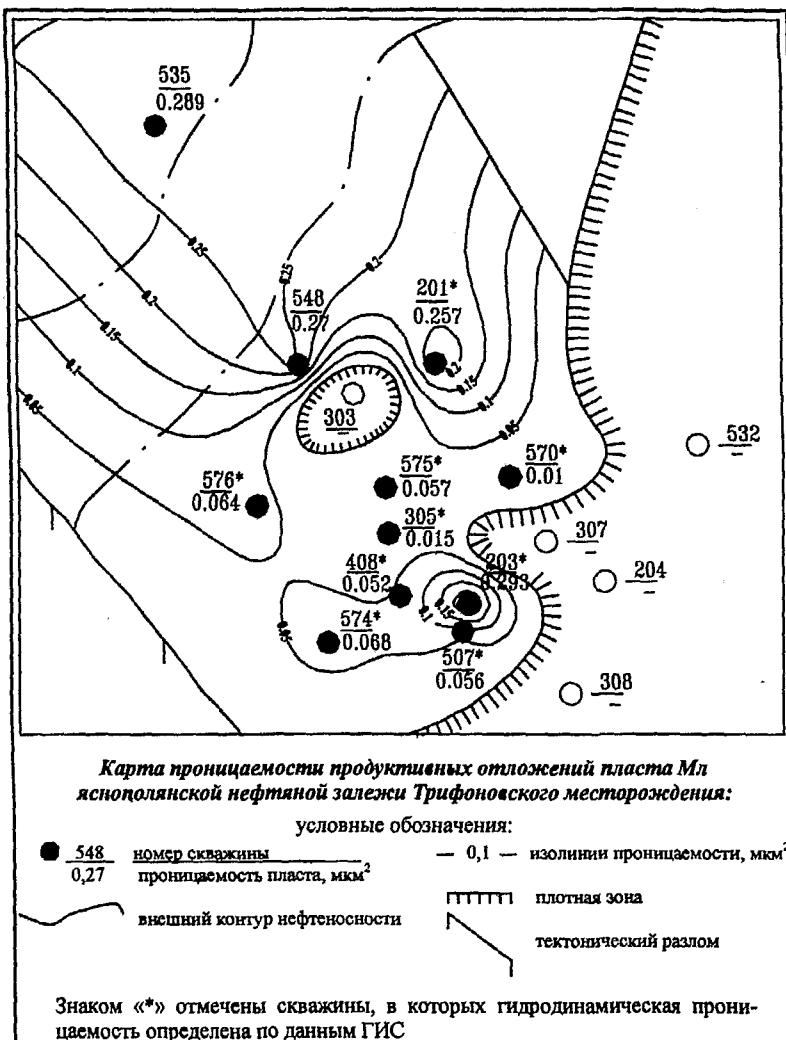
Эти дополнительные сведения успешно использованы для оценки фильтрационных свойств пластов-коллекторов и построения прогнозных схем распределения проницаемости по площади (рисунок).

Комплексная интерпретация материалов ГИС и промысловых исследований позволяет получить важную дополнительную информацию о продуктивных пластах и добывающих скважинах в процессе проектирования и регулирования разработки нефтяных месторождений, а также при построении модели нефтяной залежи, более адекватной оригиналу.

Эта зависимость успешно использована для получения недостающей информации о фильтрационных свойствах продуктивных пластов в скважинах Трифоновского месторождения, не охваченных ГДИ. В результате построена карта проницаемости по пластам Б₁, Б₂, Мл₂ (см. рисунок). Следует отметить, что такие карты проницаемости для этого месторождения только по данным промысловых исследований скважин (столь необходимым при гидродинамическом моделировании) не были и не могли быть построены в связи с малочисленностью ГДИ.

Знание геологического строения исследуемого района и наличие карты гидропроводности и проницаемости по залежи на начальный момент эксплуатации с учетом режима изменения работы скважин во время эксплуатации (влияние пуска и остановок скважин на распределение пластового и забойных давлений, изменение дебита, обводненности), позволяют получить наилучшие представления о связях как внутри отдельного пласта, так и внутри залежи [2].

Таким образом, прогнозирование гидродинамических параметров объектов испытания по данным ГИС — перспективное направление исследований, так как комплексная интерпретация материалов



ГИС и ГДИ дают возможность не только оценить фильтрационные свойства каждого проницаемого пропластка, но и среди всех выделенных по данным ГИС продуктивных коллекторов определить наиболее перспективные по нефтеотдаче. Использование же важной дополнительной информации о гидродинамических параметрах пластов-коллекторов позволяет также строить более информативные карты по пластовой и по скважинной проницаемости и как следствие — существенно повысить эффективность гидродинамического моделирования нефтяных залежей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Косков Б. В. К вопросу об определении гидродинамической проницаемости по данным ГИС // Геология, разработка, бурение и эксплуатация нефтяных месторождений Пермского Прикамья: Сб. науч. тр. — Пермь, 1999. — Вып. 1. — С. 193–196.
2. Шурубор Ю. В., Гордиенко О. М. Комплекс программ для решения задач выявления и прослеживания гидродинамических разделов в целях выявления элементарных эксплуатационных объектов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1992. — № 11. — С. 15–17.