

ОПТИМИЗАЦИЯ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ, ОПРЕДЕЛЕННЫХ ПО ДАННЫМ ГИС

Б. В. Косков

(ООО "ПермНИПИнефть")

Рассмотрены возможности промыслово-геофизических методов при построении постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных залежей. Показано, что комплексная интерпретация материалов ГИС и ГДИ позволит оптимизировать выбор более рациональной системы разработки нефтегазовых месторождений за счет использования дополнительных гидродинамических параметров продуктивных интервалов.

Possibilities of field-geophysical methods during constant operating geology-technological models of oil deposits construction are examined in the article. It is shown, that complex interpretation of geophysical well research and hydrodynamic well research materials will allow to optimize the choice of more reasonable system of oil and gas field development, at the account of spare hydrodynamic parameters of productive intervals usage.

В современных условиях подсчет запасов углеводородного сырья, разработка месторождений и управление процессом нефтеизвлечения осуществляются на основе детального учета геологического строения, фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и результатов техногенного воздействия на продуктивные пласты. Для повышения качества подсчета запасов, проектирования, управления и контроля за разработкой нефтегазовых месторождений эффективно применяются с использованием компьютерных технологий постоянно действующие геолого-технологические модели (ПДГТМ) [1].

Построение гидродинамических моделей нефтяных залежей, наиболее адекватных оригиналу, базируется на использовании как можно большего объема информации о фильтрационных свойствах продуктивных пластов. Однако скудные сведения о фильтрационных свойствах коллекторов позволяют провести лишь поверхностный анализ распределения этих свойств как по площади, так и по разрезу месторождения. Недостаток информации определяется в основном малочисленностью гидродинамических исследований скважин (ГДИ), по результатам интерпретации которых определяют гидропроводность, проницаемость и коэффициент продуктивности. Поэтому весьма актуальным является решение вопроса о возможности определения гидродинамических параметров коллекторов по данным геофизических методов исследования скважин (ГИС).

Геофизические характеристики продуктивных пластов ($\alpha_{ПС}$, ΔJ_y , $\Delta I_{гг}$, Δt и др.) чаще всего участвуют при подсчете запасов нефтяных залежей. На этапе же разработки этих залежей результаты интерпретации данных ГИС практически не используются. Только в единичных случаях привлекаются каротажные материалы для определения коэффициентов продуктивности и для построения карт дифференциации запасов нефти.

Между тем результаты геофизических исследований скважин, увязанные с данными промысловых исследований, могут быть эффективно использованы для получения информации о фильтрационных параметрах продуктивных пластов в скважинах, не охваченных гидродинамическими исследованиями. Решение этой задачи позволит резко увеличить объем информации, так необходимой на этапах проектирования и разработки нефтяных месторождений.

Проведенные исследования раскрывают возможность эффективного использования результатов комплексной интерпретации данных ГИС и ГДИ для более полной характеристики продуктивных пластов. Анализ материалов гидродинамических и геофизических исследований месторождений Пермского Прикамья показал наличие тесной связи между геофизическими параметрами и фильтрационными свойствами продуктивных пластов [2—4].

Изучению зависимостей между фильтрационными характеристиками горных пород (в том числе и проницаемостью) и геофизическими параметрами посвящены работы многих исследователей: Б. Ю. Вендельштейна, Н. В. Царевой, Л. И. Орлова и др. [5, 6].

Наиболее информативными для определения фильтрационных характеристик пород являются материалы радиоактивного каротажа (например, данные ГК), так как фильтрационные характеристики напрямую зависят от минерального состава коллекторов, количества глинистого материала в скелете породы и фиксируются по значениям естественной радиоактивности [7—9].

Некоторые исследователи для определения проницаемости предлагают использовать зависимость вида: $\Delta J_y = f(K_n^{кэрн})$, где ΔJ_y является двойным разностным параметром, определенным по гамма-каротажу (ГК), а коэффициент пористости ($K_n^{кэрн}$) определяется по образцам керна. Дальнейший выход на проницаемость (k) осуществляется по зависимости $k_{кэрн} = f(K_n^{кэрн})$, полученной в лабораторных условиях в результате анализа образцов керна. Зависимость же типа $\Delta J_y = f(k_n^{кэрн})$, на практике не используется из-за низкого коэффициента корреляции, который обусловлен в основном геологическими (разнообразие физических свойств флюидов, степень не-

однородности продуктивного пласта по разрезу), технологическими (различия в характере вскрытия и опробования пластов, в толщинах стенок обсадных труб и цементного кольца) и математическими (степень достоверности средних значений проницаемости, зависящих от количества анализов, приходящихся на пласт толщиной 1 м, достоверности единичных анализов и др.) факторами. Так, в процессе отбора керна образцы с высокими фильтрационно-емкостными свойствами из-за смены термобарических и других условий распадаются, не выносятся на поверхность и не участвуют в построении этой зависимости, вследствие чего информация о проницаемости получается искаженной. Это — первый фактор, указывающий на некорректность применения данных зависимостей. Второй фактор также важен — число скважин с отбором керна, как правило, меньше числа скважин, в которых были проведены ГДИ. Третий фактор — несопоставимость геологических объектов — образцов керна и пластов горных пород (изучаемых с помощью ГДИ и ГИС). Не случайно, гидродинамические параметры, определенные при промысловых исследованиях, и физические параметры коллектора, рассчитанные по данным ГИС, имеют общую природу в том смысле, что и те и другие являются интегральными, характеризующими геологический объект в целом. Это хорошо видно при сопоставлении объемов объектов исследований по данным керна, геофизических и промысловых исследований [4]. В свое время И. И. Башлыкиным [10] было отмечено, что значения проницаемости, определенные по гидродинамическим исследованиям и данным ГИС, наиболее сопоставимы между собой.

Проведенные исследования позволяют предложить наиболее оптимальное решение получения дополнительной информации в скважинах, не охваченных промысловыми исследованиями, за счет расчета гидродинамической проницаемости ($k^{гд}$) по зависимости $\Delta J_{\gamma} = f(k^{гд})$.

Построение зависимостей $\Delta J_{\gamma} = f(k^{гд})$ основывается на парном сопоставлении двойного разностного параметра (ΔJ_{γ}), определенного по данным гамма-каротажа, и коэффициента гидродинамической проницаемости ($k^{гд}$), полученного по результатам ГДИ.

Методические разработки апробированы при исследовании конкретных объектов Трифоновского и Шатовского месторождений. Построение зависимостей вида "геофизический параметр как функция гидродинамического" по этим месторождениям поз-

волило определить проницаемость во всех нефтенасыщенных пластах яснополянского надгоризонта.

При выполнении работы использовали результаты качественных промысловых исследований, проведенных в безводных скважинах в разведочный и начальный периоды эксплуатации месторождений. Выбор скважин для построения зависимостей определялся также наличием качественных диаграмм радиоактивного каротажа.

Значения проницаемости ($k^{гд}$) были использованы для получения недостающей информации о фильтрационных свойствах продуктивных пластов в скважинах Трифоновского и Шатовского месторождений, не охваченных ГДИ. Построены карты проницаемости по пластам Бб₁, Бб₂, Мл₂ Трифоновского месторождения и схема распределения проницаемости по пласту Бб Шатовского месторождения (рис. 1, 2). Следует отметить, что карты проницаемости терригенных коллекторов Трифоновского месторождения только по данным промысловых исследований скважин (столь необходимых при гидродинамическом моделировании) не были построены в связи с малочисленностью ГДИ.

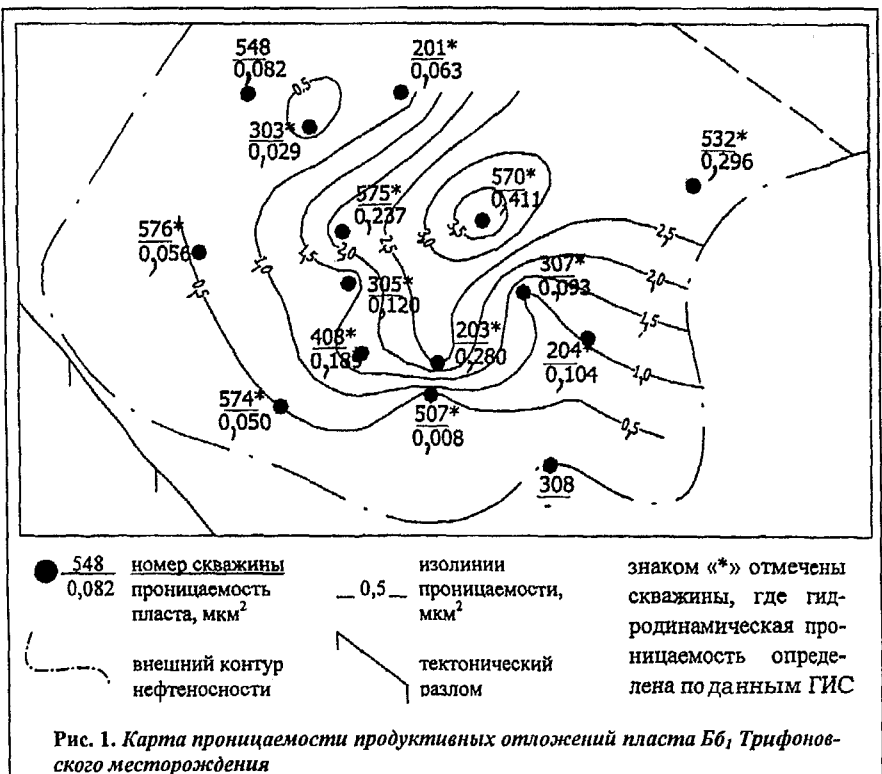
Построенные зависимости $\Delta J_{\gamma} = f(k^{гд})$, характеризуются высокими коэффициентами корреляции (рис. 3, 4) и имеют следующие аналитические выражения:

$$k^{гд} = e^{-21,44 \cdot \Delta J_{\gamma} + 7,1415}, 10^{-3} \text{ мкм}^2 \text{ —}$$

Шатовское месторождение;

$$k^{гд} = 0,0002 \cdot \Delta J_{\gamma}^{-2,5943}, \text{ мкм}^2 \text{ —}$$

Трифоновское месторождение.



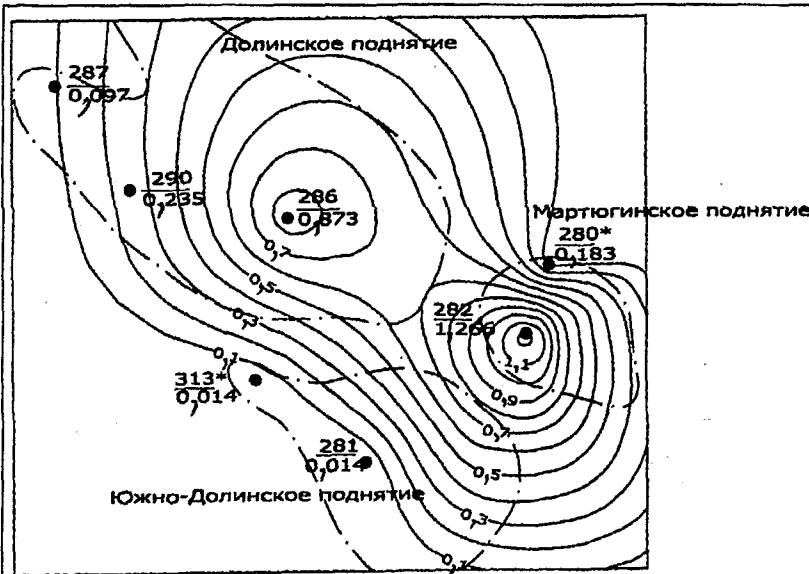


Рис. 2. Схема распределения проницаемости по пласту Бб в пределах границы изученности Долинского, Мартюгинского и Южно-Долинского поднятий Шатовского месторождения: (условные обозначения см. на рис. 1)

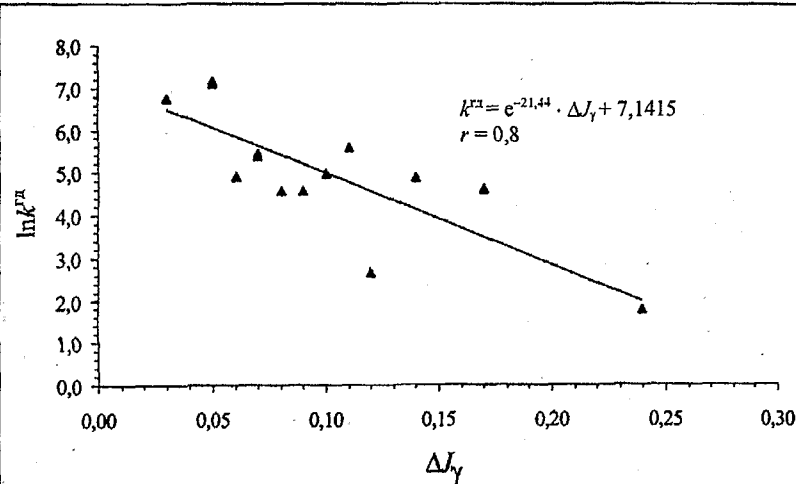


Рис. 3. Зависимость $\Delta J_\gamma = f(k^{pl})$ для яснополянских терригенных отложений, Шатовское месторождение

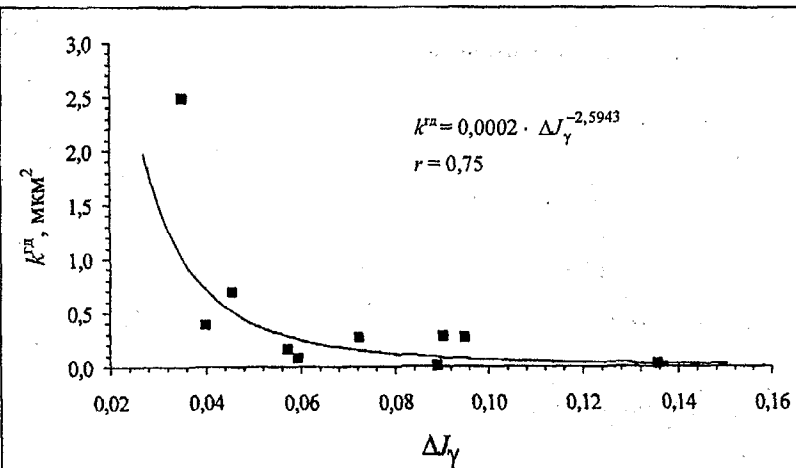


Рис. 4. Зависимость $\Delta J_\gamma = f(k^{pl})$ для яснополянских терригенных отложений, Трифоновское месторождение

Подобные зависимости построены также для Москудинского, Гондыревского, Шагирто-Гожанского и Юрчукского месторождений Пермского Прикамья, которые характеризуются высоким коэффициентом корреляции.

Прогнозирование гидродинамических параметров объектов испытания по данным ГИС представляет собой перспективное направление, так как комплексная интерпретация материалов ГИС и ГДИ позволяет не только оценить фильтрационные свойства каждого проницаемого пропластка, но и среди всех выделенных по данным ГИС продуктивных коллекторов определить наиболее перспективные по нефтеотдаче. Благодаря использованию важной дополнительной информации о гидродинамических параметрах пластов-коллекторов удается также построить более информативные карты проницаемости и, как следствие, существенно повысить эффективность гидродинамического моделирования нефтяных залежей.

Выводы

1. Созданы необходимые предпосылки широкого использования материалов ГИС для определения гидродинамических параметров с целью существенного повышения точности оценки извлекаемых запасов в процессе разработки месторождений, т. е. для совершенствования методов построения постоянно действующих трехмерных моделей залежей нефти.

2. Получены корреляционные уравнения зависимостей $\Delta J_\gamma = f(k^{pl})$ для ряда месторождений Пермского Прикамья.

3. Разработана методика определения гидродинамических параметров по данным ГИС для информационного обеспечения ПДГТМ и представлено новое аналитическое решение задачи комплексной интерпретации промыслово-геофизических данных.

4. Установлено, что дополнительные гидродинамические характеристики продуктивных интервалов являются основой для выбора наиболее рациональной системы разработки нефтегазовых месторождений.

1. РД 153—39.0—047—00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. — М., 2000. — 130 с.
2. Косков Б. В. Использование данных скважинных наблюдений для оценки гидродинамических параметров пластов-коллекторов // Геология и полезные ископаемые Западного Урала: Материалы региональной науч.-практ. конф. — Пермь, 2001. — С. 213—215.
3. 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.
4. Косков Б. В. Определение гидродинамических параметров продуктивных пластов по данным скважинных исследований // Геофизические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа / Межвуз. сб. науч. тр. — Пермь, 2001. — С. 116—121.

5. Вендельштейн Б. Ю., Царева Н. В. О критериях выделения коллектора по данным промысловой геофизики // Изв. вузов. Нефть и газ. — Баку, 1969. — № 6. — С. 5—8.
6. Орлов Л. И., Слободянюк И. А., Богомо В. А. К вопросу оценки проницаемости карбонатных пород по данным промыслово-геофизических исследований скважин // Нефтегазовая геология и геофизика. — 1974. — № 2. — С. 46—50.
7. Дахнов В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. — М.: Недра, 1975. — 343 с.
8. Интенберг С. С. Интерпретация результатов каротажа скважин. — М.: Недра, 1978. — 389 с.
9. Сребродольский Д. М., Матчинова Г. П. Связь естественной радиоактивности с глинистостью горных пород // Нефтегазовая геология и геофизика. — 1977. — № 9. — С. 32—34.
10. Баилькин И. И. Количественная оценка проницаемости пород-коллекторов // Нефтегазовая геология и геофизика. — 1979. — № 9. — С. 37—42.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276/532.546

ВЛИЯНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ ДЕФОРМАЦИИ ТРЕЩИННО-ПОРОВОГО КОЛЛЕКТОРА НА ЭФФЕКТ ОТ УВЕЛИЧЕНИЯ ДЕПРЕССИИ

А. А. Щипанов
(ООО "ПермНИПИнефть")

Введение. Теория фильтрации в недеформируемой среде с одним видом пустотности позволяет сделать вывод о линейной зависимости расхода жидкости от градиента давления [1—3]. При проектировании разработки часто используют указанную линейную зависимость для прогноза технологических показателей и выбора системы разработки. Возможно искривление графиков расходов (индикаторных диаграмм) [1—5]. Выделяются две основные причины данного явления: инерционные сопротивления, возникающие при высокоскоростной фильтрации, и динамическая деформация коллектора. При фильтрации в трещиновато-пористой среде на зависимость расхода жидкости от градиента давления могут также оказывать влияние обменные процессы между матрицей и системой трещин.

Цель данных исследований — определение влияния динамической деформации на добычу флюидов из трещинно-порового коллектора и технологические показатели разработки при различных значениях градиента давления (депрессии).

В наиболее общем случае исследовано влияние динамической деформации трещинно-порового коллектора на технологические показатели разработки месторождений нефти, осуществляемой путем создания различных градиентов давления в пласте.

The influence of dynamic deformation of naturally fractured collector on oilfield development factors is investigated in general situation for conditions of various pressure gradients in stratum.

Математическая модель. Для моделирования фильтрации в поровых, трещинных или трещинно-поровых коллекторах (подверженных микротрещиноватости), т. е. в коллекторах, где фильтрацию определяет один вид пустотности, можно использовать математическую модель двух-

фазной фильтрации в деформируемом коллекторе с одним видом пустотности (модель единичной пористости) [6]. Если в пласте присутствует развитая система макротрещин, то моделирование разработки возможно с использованием модели фильтрации в среде с двумя видами пустотности, известной как модель двойной пористости/проницаемости (смотри, например, работу [7]). Модели единичной и двойной пористости/проницаемости, которые использовали в исследованиях, представлены в работе [9].

Динамическая деформация коллектора в гидродинамических расчетах проявляется в изменении его фильтрационно-емкостных свойств (проницаемости и пористости) в зависимости от пластового давления.