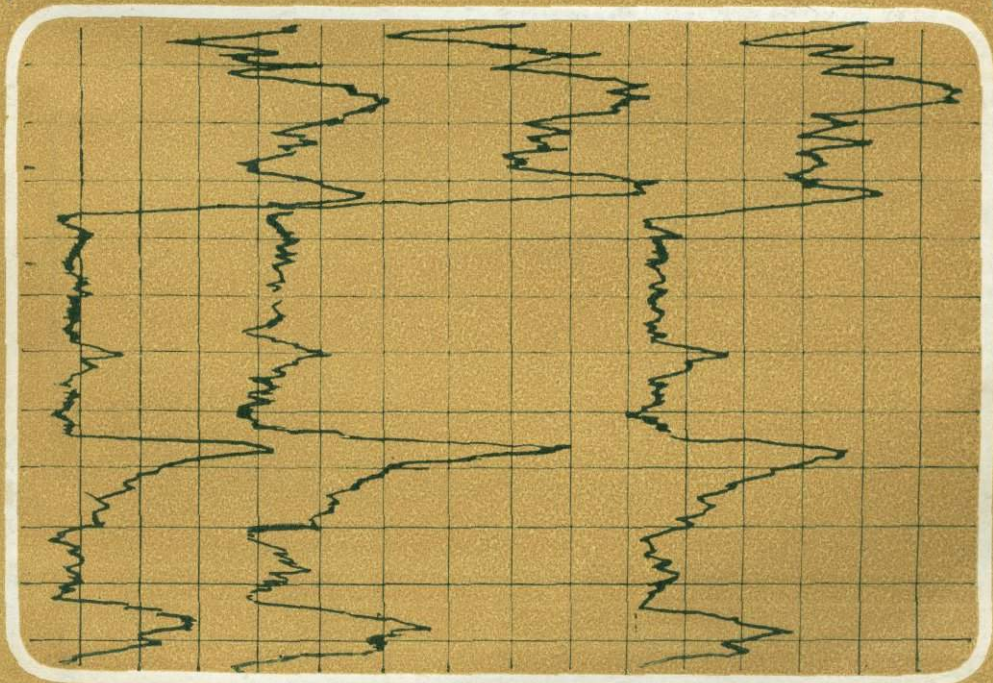


Л. Г. ПЕТРОСЯН

Геофизические
исследования
в скважинах,
крепленных трубами,
при изучении разрезов
нефтегазовых
месторождений



МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ЯДЕРНОЙ ГЕОФИЗИКИ И ГЕОХИМИИ
(ВНИИЯГГ)

550,83

Л. Г. ПЕТРОСЯН

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ
В СКВАЖИНАХ,
КРЕПЛЕННЫХ ТРУБАМИ,
ПРИ ИЗУЧЕНИИ РАЗРЕЗОВ
НЕФТЕГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ



МОСКВА «НЕДРА» 1977



Петросян Л. Г. Геофизические исследования в скважинах, крепленных трубами, при изучении разрезов нефтегазовых месторождений. М., «Недра», 1977, 134 с.

В монографии дан анализ возможностей геофизических исследований скважин, крепленных трубами, в комплексе геолого-разведочных работ. Показаны источники информации о разрезах поисковых и разведочных скважин и пути повышения эффективности геологоразведочных работ на основе геофизических исследований. Изложены вопросы проведения и интерпретации результатов геофизических исследований в скважинах, крепленных трубами. Рассмотрены методики интерпретации результатов геофизических исследований, выполненных непосредственно после бурения и крепления скважин, в долго простоявших скважинах и в процессе расформирования зоны проникновения для различных типов коллекторов и условий вскрытия пластов. Обобщен опыт использования геофизических исследований в скважинах, крепленных трубами, при изучении нефтяных и газовых месторождений.

Монография рассчитана на работников научно-исследовательских геофизических организаций и на инженерно-технический состав геофизических служб производственных предприятий.

Табл. 17, ил. 38, список лит. — 91 назв.

ВВЕДЕНИЕ

Высокие темпы развития нефтегазодобывающей промышленности в СССР поставили перед геологической службой большие и сложные задачи по обеспечению народного хозяйства разведанными запасами нефти и газа. Последовательное увеличение запасов этих важнейших полезных ископаемых должно быть сопряжено в основном не с расширением объемов геолого-разведочных работ, а с повышением их эффективности. Одним из резервов снижения затрат средств и времени на изучение разрезов разведываемых месторождений и получение необходимых данных для подсчета их запасов является более полное использование возможностей геофизических исследований, составляющих неотъемлемую часть технологического процесса сооружения и исследований скважин.

Достижения отечественной геофизики в создании комплекса методов и технических средств для изучения скважин привели к широкому их применению на всех этапах поисков, разведки и разработки нефтегазовых месторождений в СССР. Геофизические исследования с целью выявления и оценки параметров нефтегазоносных пластов проводят преимущественно после окончания бурения скважины или соответствующего ее интервала до спуска обсадной колонны труб. В производственной практике повсеместно используют исследования и в скважинах, крепленных трубами, применяющиеся в основном для изучения технического состояния скважин и при контроле за разработкой месторождений.

Указанное разделение задач геофизических исследований, выполняемых на различных этапах сооружения скважин, сложилось исторически и обусловлено главным образом ограниченным комплексом методов, применение которых возможно в крепленных скважинах. До недавнего времени в число таких методов входили лишь гамма-каротаж и различные модификации нейтронного каротажа со стационарными (ампульными) источниками нейтронов.

В последнее десятилетие прежде всего в результате внедрения методов импульсного нейтронного каротажа возможности исследований в крепленных скважинах существенно расширились. С учетом этого Всесоюзный научно-исследовательский институт ядерной геофизики и геохимии (ВНИИЯГГ), Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики (НВНИИГГ) и ряд других организаций выдвинули в 1969 г. предложения по организации планомерных ревизионных

работ в старом фонде скважин разрабатываемых месторождений.

Министерства геологии и нефтяной промышленности поддержали эти предложения, и они начали претворяться в жизнь. Дальнейшему развитию ревизионных работ по уточнению строения и выявлению новых залежей в разрезах разрабатываемых месторождений способствовал выпуск в 1971 г. методического пособия по выделению продуктивных пластов геофизическими методами в скважинах, крепленных трубами, при доразведке месторождений нефти и газа [16]. Наиболее существенные результаты таких работ в эксплуатационном фонде скважин получены в Татарии, Башкирии, Восточном Ставрополье, Саратовском и Куйбышевском Поволжье и ряде других районов.

Одновременно с расширением ревизионных работ продолжалось усовершенствование методики геофизических исследований непосредственно после крепления скважин. Все более широкое применение в качестве специальных геофизических работ находят повторные исследования в скважинах, крепленных трубами, методами нейтронного каротажа. В частности, в 1972—1974 гг. результаты таких исследований использовали для уточнения геологического строения и подсчетных параметров ряда разведываемых месторождений, в том числе Вуктыльского, Самотловского, Федоровского и др.

В последние годы получили также интенсивное развитие научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по дальнейшему совершенствованию комплекса геофизических исследований в крепленных скважинах. В результате этих работ создана и опробована аппаратура широкополосной модификации акустического каротажа и многозондовой модификации нейтронного каротажа, создан скважинный генератор нейтронов с повышенной интенсивностью излучения, начата разработка скважинного генератора гамма-квантов.

В настоящей монографии изложены основы методики проведения и интерпретации результатов геофизических исследований в скважинах, крепленных трубами, при поисках, разведке и доразведке нефтегазовых месторождений, обоснованы роль и перспективы развития этих исследований в общем комплексе геологоразведочных работ. Показана также область применения ряда новых модификаций геофизических методов и аппаратуры, внедрение которых намечается в ближайшее время.

ИСТОЧНИКИ ИНФОРМАЦИИ О РАЗРЕЗАХ ПОИСКОВЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

Задачи геологоразведочных работ на этапах поискового и разведочного бурения

Действующими инструктивными требованиями к проведению поисков и разведки нефтегазовых месторождений [66] предусмотрено бурение поисковых и разведочных скважин соответственно на завершающей стадии поискового этапа и разведочном этапе геологоразведочных работ. В пределах этих этапов (стадий) геологоразведочные работы по существу представляют собой непрерывное получение информации о разрезах скважин, разбуриваемых в определенном порядке по площади месторождений. При этом накапливаемые данные на соответствующих уровнях изученности месторождений реализуются для последовательного решения различных задач, основными из которых являются открытие месторождений, их предварительная геолого-экономическая оценка и подготовка к разработке [26, 29].

В свою очередь, сооружение отдельной поисково-разведочной скважины как составной элемент изучения месторождения также представляет собой комплекс взаимосвязанных и выполняемых в определенной очередности работ, обеспечивающих получение информации о разрезе скважины. Виды таких работ и этапы сооружения скважин, к которым они могут быть приурочены, приведены в табл. 1. При этом материал, полученный на каждом из этапов сооружения скважин, является не только основой формирования общего массива информации по месторождению. Он привлекается также для оптимизации программы последующих работ как в этой скважине, так и в других, подлежащих разбуриванию на месторождении.

Таким образом, изучение разрезов отдельных поисково-разведочных скважин и всего месторождения в целом следует рассматривать как процесс непрерывного накопления и поэтапного использования данных о разрезах скважин. Согласно работе [45], одним из основных условий оптимизации таких процессов является применение схемы проведения работ, которая при минимальных затратах обеспечивает на каждом этапе процесса форсированное получение сведений, необходимых для решения задач. В связи с этим отметим общие требования к объему и составу информации и особенности их использования при решении основных вопросов изучения разрезов скважин, пре-

Таблица 1

Этап сооружения скважин	Виды работ, выполняемые для получения информации о разрезе скважин	Основные модификации работ
Бурение скважин без отбора керна	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геофизические исследования в процессе бурения 2. Непрерывный газовый каротаж 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Исследования по промывочной жидкости 2. Исследования по шламу 3. Механический каротаж
Бурение скважин с отбором керна	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отбор керна 2. Геофизические исследования в процессе бурения 	—
Простой в бурении без извлечения бурового инструмента	<ol style="list-style-type: none"> 1. Опробование пластов через буровой инструмент 2. Газовый каротаж после бурения 3. Геофизические исследования через буровой инструмент 	—
Простой в бурении с извлечением бурового инструмента	<ol style="list-style-type: none"> 1. Промежуточные геофизические исследования в открытом стволе 2. Боковой отбор образцов пород 3. Опробование и испытание пластов в открытом стволе 4. Геофизические исследования в процессе испытаний пластов в открытом стволе 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Однократные геофизические исследования в открытом стволе 2. Многократные геофизические исследования в открытом стволе по методикам: а) повторных исследований, б) двух растворов, в) каротаж — испытание — каротаж, г) с созданием репрессий на пласты 1. Отбор пород стреляющими грунтоносами 2. Отбор пород сверлящими грунтоносами 1. Опробование пластов приборами на кабеле 2. Испытание пластов пластоиспытателями на трубах
Простой в период после завершения бурения до крепления скважины	Завершающие геофизические исследования в открытом стволе	—
Крепление и цементование скважин	Геофизические исследования в скважине, крепленной трубами, в процессе схватывания цементного камня	—

Этап сооружения скважин	Виды работ, выполняемые для получения информации о разрезе скважин	Основные модификации работ
Простой в период между креплением скважины и испытаниями первого объекта	Геофизические исследования в скважине, крепленной трубами	1. Геофизические исследования непосредственно после крепления скважины 2. Многократные геофизические исследования в скважинах, крепленных трубами: а) по методике повторных исследований, б) при искусственном воздействии на пласты
Испытания пластов в скважинах, крепленных трубами	1. Испытание пластов 2. Геофизические исследования в процессе испытаний пластов в скважинах, крепленных трубами	—
Простой в период между испытаниями различных объектов	Геофизические исследования в скважинах, крепленных трубами, в интервалах разреза над испытанными объектами	—
Старый фонд поисковых и разведочных скважин, крепленных трубами	Геофизические исследования в скважинах, крепленных трубами	Геофизические исследования после длительного простоя скважины, крепленной трубами

дусмотренных действующими инструкциями по проведению геологоразведочных работ.

На начальной стадии поискового бурения основной задачей геологоразведочных работ является открытие месторождения. В практике геологоразведочных работ ее решают на основе изучения разрезов одной или нескольких первых поисковых скважин. Так, в последнее десятилетие в северных районах Урало-Поволжья глубокое поисковое бурение начинали с проводки одиночных скважин и при этом почти в 90% случаев открытие месторождений было связано с результатами работ в этих скважинах. В южных районах той же нефтегазоносной провинции, как правило, одновременно вводили в бурение две-три поисковые скважины, расположенные по короткой оси поднятий. При этом доля месторождений, открытых первой из них, составила немногим более 80%. Аналогичные схемы начальной стадии изучения месторождений поисковым бурением с неболь-

шими вариациями применяют и в других районах. В крайне редких случаях одновременно вводят в бурение пять и более поисковых скважин, как это было на газовом месторождении Карабаир (УзССР).

Основным источником информации, обеспечивающим решение рассматриваемой задачи, является опробование скважин, по результатам которого устанавливают нефтегазоносность разреза, вскрытого бурением [51]. В первых поисковых скважинах требования к объемам опробовательских работ не предусматривают обязательного установления нефтегазоносности всех продуктивных интервалов и тем более типов пластов в разрезе. Такое ограничение программы опробовательских работ до открытия месторождения связано с длительностью сроков их подготовки и проведения. Например, в Сурхан-Вахшской нефтегазоносной области время, затрачиваемое на проведение таких исследований в одной скважине, превышает 100 сут. Поэтому, как показано в [70], в первых поисковых скважинах более важно выявить нефтегазоносность разреза в короткие сроки с тем, чтобы не сдерживать на месторождении выполнение работ, связанных с решением последующих задач.

Остальные виды исследований по получению информации о разрезах первых поисковых скважин проводят преимущественно для обоснования целесообразности и программы опробований, а также работ, сопряженных с выполнением технологических операций — спуск обсадной колонны, цементирование скважины и т. п. Как показывает опыт, до открытия месторождения для оперативного решения вопроса о целесообразности проведения опробовательских работ необходимы максимальные объемы информации о разрезах скважин. Поэтому в первых поисковых скважинах комплекс работ, предшествующих опробованию, включает все методы изучения разрезов, эффективные для заданных геолого-геофизических условий.

В этих скважинах, как правило, отбирают керновый материал, выполняют комплексы геофизических исследований, наиболее полные для рассматриваемых условий, а также ряд других видов работ (газовый каротаж, опробование пластов приборами на кабеле и др.), основной целью которых является оперативная прогнозная оценка нефтегазоносности разреза, вскрытого скважиной.

В общем случае такой расширенный комплекс работ обеспечивает в первых поисковых скважинах получение и тех данных, которые при необходимости могут быть использованы для решения следующей задачи геологоразведочных работ — предварительной геолого-экономической оценки месторождения. Выяснение этого вопроса приурочено к окончанию поискового этапа геологоразведочных работ [66] и связано с выполнением значительных объемов глубокого бурения (доля поисковых скважин в общем объеме поисково-разведочного бурения в 1973 г. со-

ставила по затратам средств и в метрах соответственно 63 и 58%).

Комплексное использование информации по разрезам всех поисковых скважин связано на этом этапе изучения месторождений с подсчетом запасов по категориям C_1 и C_2 . Основными источниками материалов, непосредственно используемыми при подсчете запасов, являются данные кернового анализа и результаты геофизических исследований в скважинах. При этом материалы кернового анализа привлекают главным образом для оценки коэффициентов пористости, проницаемости и реже остаточной водонасыщенности продуктивных пластов. Кроме того, их также используют в качестве основы при выявлении возможностей применения в тех же целях геофизической информации о разрезах скважин.

Результаты геофизических исследований используют и при определении геометрии залежей путем корреляции разрезов скважин, для оценки эффективных мощностей продуктивных объектов, установления положений водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК) и газоводяного (ГВК) контактов [54]. При этом критерии отнесения пластов к коллекторам, их включения в эффективные мощности и установления глубин ВНК, ГНК и ГВК получают путем сопоставления результатов геофизических исследований и данных опробований скважин. К завершению этапа изучения месторождений опробовательскими работами должна быть также освещена нефтегазоносность большинства типов продуктивных пластов всех залежей, не выявленных ранее. При этом требования к информации, необходимой для обоснования программы опробовательских работ, в целом те же, что и при изучении разрезов скважин до открытия месторождений.

Особенностью подсчета запасов при предварительной геолого-экономической оценке месторождений является возможность привлечения, кроме информации о разрезах скважин по изучаемому месторождению, еще сведений о критериях нефтегазоносности и других характеристиках отложений по соседним детально изученным месторождениям.

Последнее вытекает из требований к запасам по категории C_2 , в которые могут быть включены не подтвержденные притоками нефти и газа запасы в новых структурах в пределах нефтегазоносных районов, охваченных геологическими и геофизическими исследованиями [30].

Иное положение может быть при решении следующей задачи геологоразведочных работ, связанной с подготовкой месторождений к разработке. Оно приурочено к окончанию разведочного этапа и всего комплекса геологоразведочных работ. При подготовке месторождения к разработке, как и при решении предыдущей задачи, комплексное использование информации о разрезах скважин связано с подсчетом запасов, однако в этом

случае по категориям C_1 и В. В качестве исходных данных для подсчета запасов по указанным категориям также привлекают в основном результаты геофизических исследований скважин и кернового анализа, а для обоснования соответствующих критериев — и материалы опробовательских работ. Вместе с тем различия в категориях запасов при их подсчете на предыдущем и рассматриваемом этапах изучения месторождений предопределяют изменения требований к необходимой информации, для выполнения которых осуществляют более 40% поисково-разведочного бурения. При этом существенно изменяются требования не только к объемам фактических данных по геометрии залежей и их подсчетным параметрам, но и в еще большей степени к обоснованности используемых при подсчете запасов алгоритмов определения этих параметров. В частности, для доказательства применимости соответствующих алгоритмов в ряде случаев может даже возникнуть необходимость проведения в отдельных скважинах специальных работ, в том числе и таких трудоемких и дорогостоящих, как бурение с растворами на нефтяной основе, отбор керна большого диаметра, многократные геофизические исследования, сопряженные с заменой глинистого раствора и т. п.

Невыполнение требований к объему и составу информации, использованной при подсчете запасов по промышленным категориям, отмечалось в последние годы по ряду месторождений, запасы по которым рассматривались Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР). Так, по 125 месторождениям Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, запасы по которым рассматривались в ГКЗ СССР в течение 1961—1970 гг., не утверждено 16,5% представленных запасов. Причем только по шести месторождениям запасы утверждены полностью и по восьми — с изменением их категорий. Доля неутвержденных запасов составила по месторождениям Средней Азии за тот же период 17%. Аналогичное положение сложилось и в других нефтегазоносных районах. При этом отмечалось как уменьшение величины утвержденных запасов по сравнению с представленными (главным образом в связи с переводом части запасов в непромышленные категории), так и перевод запасов из категории В в C_1 , что было обусловлено, согласно [70], преимущественно недостаточной обоснованностью следующих четырех подсчетных параметров: площади нефтегазоносности, эффективной мощности и в меньшей степени коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности.

В практике работы ГКЗ СССР были случаи, когда по тем же причинам для ряда месторождений принимали решения о возврате на доразведку отдельных объектов геологоразведочных работ. Так, в течение последних лет по месторождениям Западной Сибири не были приняты запасы при их первоначальном

представлении в ГКЗ СССР и возвращены на доразведку газо-нефтяные залежи Русского и Лян-Торского месторождений. Особенно часто без утверждения запасов принимались решения с рекомендациями о доразведке сложных для изучения типов разрезов, когда для обоснования подсчетных параметров, применяемых алгоритмов и критериев необходимы большие объемы разнообразной информации, в том числе полученной путем проведения специальных работ.

Например, не были приняты запасы при их первоначальном представлении в ГКЗ СССР по тонкопереслаивающемуся песчано-глинистому типу продуктивных пластов Самотлорского нефтяного месторождения (Западная Сибирь), по низкопористой части карбонатного разреза Вуктыльского (Коми АССР) и Оренбургского (Нижнее Поволжье) газовых месторождений и т. п.

В последние годы в ряде нефтегазоносных районов выполняли также геологоразведочные работы с целью подготовки к разработке новых залежей в вышележащих отложениях эксплуатирующихся месторождений. Решение этой задачи не предусмотрено инструктивными требованиями к проведению геологоразведочных работ, поскольку все вышележащие залежи должны разведываться при подготовке к разработке основных эксплуатационных объектов каждого нефтегазового месторождения. Однако на ряде разрабатываемых месторождений были недостаточно изучены вышележащие отложения, в том числе на Ромашкинском (ТатАССР), Туймазинском и Серафимовском (БашАССР) и др. Необходимость постановки доразведочных работ по выявлению и подготовке к разработке пропущенных залежей возникает в некоторых случаях и на месторождениях, еще не введенных в эксплуатацию, как это было, например, с апт-альбскими газовыми залежами на Уренгойском и других месторождениях севера Западной Сибири.

Особенности доразведочных работ на объектах, пропущенных или недостаточно изученных при ранее проведенных геологоразведочных работах, обусловлены тем, что их разрезы вскрыты по площади месторождения скважинами различного назначения — поисковыми, разведочными, эксплуатационными и др. Это предопределяет, во-первых, наличие к началу доразведочных работ определенного объема информации о разрезах скважин и, во-вторых, возможность восполнения части недостающих сведений путем исследований в имеющемся фонде скважин методами, применимыми в старых скважинах, крепленных трубами. В связи с этим при доразведке вышележащих залежей методика их изучения существенно отличается от рассмотренной схемы геологоразведочных работ на новых площадях. Однако при подсчете запасов таких залежей требования к объему необходимых данных и обоснованности применения критериев и алгоритмов соответствуют изложенным выше.

Основные источники негеофизической информации о разрезах скважин

Как следует из описанного выше, основными источниками негеофизических данных о разрезах скважин являются результаты опробования пластов и керна анализа. Остальные виды работ по получению этих сведений дают вспомогательные данные, и здесь их не рассматривают.

Работы по опробованию пластов с установленной или предполагаемой продуктивностью обычно выполняют во всех поисковых и разведочных скважинах, а исследования на приток (пробная эксплуатация) — в отдельных скважинах каждой залежи, имеющей промышленное значение [26, 30]. Опробование представляет наиболее дорогостоящий и трудоемкий вид работ. В настоящее время затраты на их проведение составляют свыше третьей части капиталовложений и более половины календарного времени, затрачиваемого на бурение и исследование поисково-разведочных скважин. Вместе с тем чрезвычайно высока и роль этих работ, поскольку их результаты являются определяющими при оценке нефтегазоносности соответствующих интервалов разреза и обосновании продуктивности отдельных типов коллекторов, включаемых при подсчете запасов в эффективные мощности.

При комплексном использовании информации о разрезах скважин необходимо учитывать следующие особенности опробовательских работ как одного из источников этой информации. Во-первых, в каждой скважине опробовывают несколько интервалов, составляющих по мощности незначительную часть разреза, вскрытого скважиной. При этом интервал одного опробования измеряется единицами, реже десятками метров при работе в скважине, укрепленной трубами, и десятками и даже сотнями метров при выполнении работ с использованием пластотиспытателей на трубах [51, 88]. Таким образом, результаты опробования в общем случае освещают далеко не весь разрез исследуемых скважин, а интервал опробования может содержать пласты и пропластки с разными фильтрационно-емкостными свойствами, характером и степенью насыщения.

Во-вторых, результаты опробования представляют достоверные сведения о характере насыщения исследуемых объектов лишь при устойчивых притоках нефти, газа или пластовой воды. Если же при опробовании того или иного объекта не получены притоки пластовых флюидов, то это не всегда свидетельствует об отсутствии в интервале опробования пластов-коллекторов, в том числе продуктивных. Это обусловлено тем, что отрицательные результаты опробования могут быть следствием ухудшения в процессе бурения фильтрационных свойств прискважинной части пластов [18, 85].

Например, на месторождении Гугуртли (ТССР) при опробо-

ваний одних и тех же объектов, представленных карбонатными пластами со сходной характеристикой по керну и геофизическим данным, в одних скважинах были получены устойчивые притоки газа дебитом до 300 тыс. м³/сут, тогда как в других опробование оказалось безрезультатным. Проведенный анализ материалов по этому месторождению [82] позволил установить следующую закономерность. В условиях карбонатной части месторождения и применявшейся при его разведке технологии бурения результаты опробования предопределялись не только свойствами объектов, но и величинами репрессий на пласты и времени воздействия на них глинистого раствора. Если производство этих величин оказывалось менее определенного значения, то соответствующие объекты при опробовании давали устойчивые притоки газа со значительными дебитами. В остальных случаях вызвать притоки, как правило, не удавалось или они оказывались незначительными.

Изменение фильтрационных свойств прискважинной части пластов осложняет оценку продуктивных возможностей объектов. Специальные исследования, выполненные на ряде месторождений, показали, что получаемые при опробовательских работах дебиты скважин могут быть в ряде случаев значительно ниже потенциальных. Например, на Газлинском газовом месторождении (УзССР) при опробовании и даже вводе в эксплуатацию ряда объектов отношение фактической суточной продуктивности к потенциальной по горизонту IX изменялось для отдельных скважин в пределах 0,24—1,00 и составляло в среднем по горизонту 0,42 (550 вместо 1300 тыс. м³/сут), а по горизонту X—0,63. В связи с этим по результатам опробования скважин в процессе проведения геологоразведочных работ было рекомендовано при проектировании разработки указанных залежей принимать продуктивность в 5 раз меньшую впоследствии выявленной потенциальной. Своевременное установление ошибочности выводов о продуктивных возможностях скважин на месторождении позволило сократить объем эксплуатационного бурения более, чем на 100 скважин, и продлить бескомпрессорный период добычи газа [8].

Изменения фильтрационных свойств прискважинной части пластов в процессе бурения зависят от их коллекторских свойств, скорости бурения, параметров бурового раствора и ряда других факторов, имеющих не случайный, а закономерный характер, во всяком случае, в пределах одной поисковой или разведочной площади и единой технологии бурения. Поэтому в практике геологоразведочных работ могут наблюдаться случаи, когда ухудшение фильтрационных свойств определенных типов пластов избирательно приводит к искажению результатов опробования скважин. В связи с этим к материалам опробования необходимо подходить как к исходной информации, которая

может содержать систематические ошибочные начальные данные, отнесенные в работе [45] к ошибкам первого рода.

Не менее важным источником первоначальных сведений о разрезах скважин является керновый материал, отбираемый в большинстве поисково-разведочных скважин, что приводит к росту затрат средств и времени на их сооружение в среднем на 15—20%. В практике геологоразведочных работ отбор керна осуществляют не по всему стволу скважины. Следовательно, керновый материал также характеризует лишь часть разреза вскрытого бурением. Однако недостаточная освещенность разреза керновым материалом определяется не этим обстоятельством, так как выбором интервалов отбора керна в последующих скважинах той же площади может быть восполнен дефицит соответствующей информации. Более существенно то обстоятельство, что из заданных интервалов керна, как правило, извлекают неполностью. Это приводит к потерям исходных данных, в том числе закономерно связанных со свойствами изучаемых отложений и технологией бурения скважин. Для оценки масштабов потерь этой информации отметим, что в последние годы вынос керна в поисково-разведочных скважинах составил в среднем всего 25—30%.

В результате извлеченные из скважины образцы пород определенных литологического состава, емкостных, фильтрационных и других свойств однозначно свидетельствуют лишь о наличии в интервале отбора керна пластов с теми же параметрами. Однако, если вынос керна не составляет 100%, то по данным кернового анализа не может быть сделан окончательный вывод об отсутствии в этом интервале разреза пластов с иными параметрами.

Например, керновый материал, полученный при поисково-разведочных и доразведочных работах на Вуктыльском газовом месторождении (Коми АССР), свидетельствовал о том, что в продуктивной части этого месторождения имеются карбонатные коллекторы преимущественно гранулярного типа с коэффициентом пористости $k_{п} \geq 7\%$, а также непроницаемые плотные карбонатные породы с $k_{п} \leq 4\%$. Вместе с тем по другим источникам информации в продуктивной части разреза был выделен не представленный керновым материалом трещинно-кавернозный тип коллектора с $k_{п} = 4 \div 7\%$. В практике геологоразведочных работ аналогичные случаи встречаются достаточно часто, особенно при бурении скважин в карбонатных разрезах, а также в высокопористых слабосцементированных песчаных отложениях.

При закономерных потерях в выносе керна могут быть также допущены ошибки в определении средних значений подсчетных параметров по месторождению (залежи) в целом, если они получены лишь путем обработки данных кернового анализа. В качестве примера на рис. 1 представлены гистограммы порис-

тости по данным кернового материала, отобранного в песчано-глинистых отложениях сеноманского возраста газового месторождения Уренгой (Западная Сибирь). При подсчете запасов в 1970 г. среднее значение $k_{п}$ было определено по всей совокупности сведений кернового анализа (34 скважины) и принято ГКЗ СССР равным 27%. Вместе с тем данные кернового анализа показывают, что продуктивные пласты в отложениях сеномана этого месторождения представлены, по меньшей мере, двумя типами коллекторов. Это, в частности, отразилось на приведенных гистограммах пористости четко выраженными максимумами в области значений $k_{п}$, равных соответственно 25 и 33%. Аналогичное разделение материалов кернового анализа характерно и для других сеноманских залежей газа севера Западно-Сибирской низменности. На рис. 1 приведена также соответствующая гистограмма по месторождению Медвежье.

Естественно, что в подобных разрезах с различными типами коллекторов данные кернового анализа могут быть лишь тогда однородными, когда вынос зерна одинаков из различных типов коллекторов. В противном случае неминуемы ошибки в определении средних значений подсчетных параметров, которые тем значительнее, чем больше различия в выносе зерна из соответствующих типов коллекторов. С этой точки зрения, характерно, в частности, что для приведенных на рис. 1 совокупностей по месторождению Уренгой сильно различаются средние значения $k_{п}$, хотя выполнено большое число определений коэффициента пористости, использованных при построении каждой из трех гистограмм.

Таким образом, при существующих технических средствах и методике отбора зерна, не обеспечивающих его полный вынос из заданных интервалов, результаты кернового анализа, как и данные опробования пластов, формируют по каждой скважине и месторождению в целом исходные сведения, в которых отдельные типы продуктивных отложений могут быть не представлены или освещены неверно. Этот вывод относится в еще большей степени к боковому отбору грунтов со стенок скважины, отбору шлама из глинистого раствора и другим вспомога-

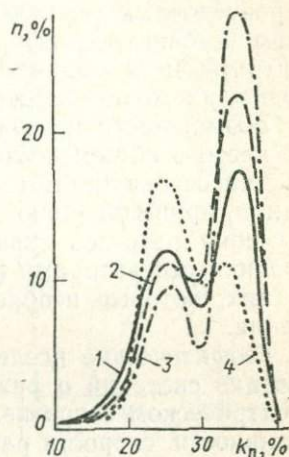


Рис. 1. Распределение $k_{п}$ по данным кернового анализа.

1 — сеноманские отложения месторождения Уренгой, 34 скважины, 1861 образец; 2 — то же, четыре скважины, 912 образцов; 3 — то же, одна скважина, 480 образцов; 4 — сеноманские отложения месторождения Медвежье, 21 скважина, 2551 образец; n — доля образцов от общего их числа

тельными источниками исходной информации, связанным с изучением образцов горных пород, отобранных в скважинах [78, 81].

Геофизические исследования в скважинах

Геофизические исследования выполняют во всех поисковых и разведочных скважинах. Они являются наименее дорогостоящим источником информации о разрезах, вскрытых бурением. Затраты на проведение этих исследований не превышают 5—6% общих расходов на сооружение скважин.

Возможности и ограничения геофизических исследований и их место в общем комплексе геологоразведочных работ определяются особенностями этих исследований, как источника информации, принципиально отличающегося от остальных методов изучения разрезов скважин. Эти особенности рассматривались различными авторами [2, 22, 39, 64], поэтому отметим лишь те из них, которые необходимы для последовательности изложения.

Геофизические исследования в скважинах обеспечивают получение сведений о различных параметрах пластов — удельном электрическом сопротивлении, естественной и наведенной радиоактивности, скорости распространения упругих волн и др. Число таких параметров, на использовании которых основаны применяющиеся методы, достигает двух десятков и по мере внедрения новых методов будет расти и в дальнейшем.

Значительное количество указанных параметров приводит к тому, что комплекс геофизических исследований позволяет дифференцировать разрез и выявлять закономерности изменения свойств пластов с большей детальностью, чем остальные методы. Кроме того, возможности геофизических исследований в установлении закономерностей изменения геологических характеристик отложений в общем случае выше, чем при их использовании для количественных оценок этих же характеристик. В практике геологоразведочных работ типичен, например, случай, когда геофизическую информацию не используют для определения коэффициента проницаемости пластов, но в то же время применяют для разделения нефтегазосодержащих пластов на коллекторы и неколлекторы при выяснении эффективных мощностей.

Возможность получать разностороннюю информацию о разрезе с помощью геофизических исследований реализуют также путем преимущественного их использования при корреляции разрезов скважин в пределах одного месторождения, сопоставлении разрезов различных месторождений и даже регионов.

Отличительной особенностью геофизических исследований является и то, что их выполняют путем непрерывных измерений по стволу скважины. Комплекс исследований выбирают с уче-

том задач, стоящих перед скважиной в целом или отдельным этапом ее сооружения. Поэтому данные о вскрытом бурением разрезе и его отдельных интервалах могут быть получены в результате таких исследований в пределах принципиальных возможностей комплекса применяющихся методов, но с заданной детальностью. Непрерывность измерений в скважинах приводит также к тому, что не происходит потерь исходной информации, как бывает, например, при отборе кернового материала.

Указанная особенность геофизических исследований предопределяет, в частности, преимущественную их роль при определении эффективной мощности продуктивных пластов, в том числе для подсчета запасов, а также при привязке по глубинам всех данных о разрезе скважины — керна, газового каротажа, опробования пластов и т. п. По той же причине геофизическая информация является основой при выборе объектов опробования. При этом по результатам оперативной интерпретации обычно делают следующие основные виды геофизических заключений о продуктивности пластов:

1) пласт рекомендуется к опробованию (такое заключение условно отнесем к положительным);

2) пласт не рекомендуется к опробованию (отрицательное заключение);

3) имеющаяся геофизическая информация недостаточна для отнесения пласта к одной из указанных групп (неопределенное заключение).

Анализ фактических материалов по поисково-разведочному бурению показывает, что достоверность отрицательных заключений значительно выше положительных. На рис. 2 приведены результаты такого анализа по глубокому бурению в Туркмении. Аналогично положение и в других районах страны [82]. Иными словами, результатам оперативной интерпретации геофизических данных в отличие от остальных методов изучения разрезов скважин более свойственны ошибки, которые в работе [45] отнесены к ошибкам второго рода.

При использовании геофизических данных для подсчета запасов необходимо также учитывать, что геофизические методы основаны на расчленении разреза по параметрам пластов,

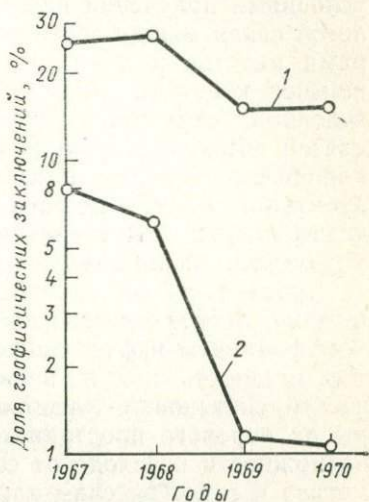


Рис. 2. Доля положительных (1) и отрицательных (2) геофизических заключений от общего числа опробованных объектов в поисково-разведочных скважинах Туркмении

2201



которые не связаны непосредственно с их геологическими характеристиками — нефтегазоносностью, емкостными и фильтрационными свойствами и др. В связи с этим информативность геофизических исследований, в отличие от данных кернового анализа и опробовательских работ, предопределяется не только условиями получения исходных сведений, но и наличием и теснотой связи между соответствующими геофизическими параметрами пластов и их геологическими характеристиками, являющимися конечной целью изучения разреза поисковой или разведочной скважины. Отсутствием таких устойчивых и тесных связей объясняется, например, то обстоятельство, что применяющиеся методы геофизических исследований в настоящее время практически не используют для оценки газового фактора, коэффициента вытеснения и ряда других важных геологических характеристик пластов.

Кроме того, достоверность перехода от геофизических параметров пластов к таким их геологическим характеристикам, как коэффициенты нефтегазонасыщенности и пористости, эффективная мощность и т. п., зависит от конкретной геолого-геофизической обстановки — литологического состава пластов, структуры их порового пространства и др. Поэтому для установления возможности перехода от соответствующих геофизических параметров к геологическим характеристикам пластов в общем случае необходимы априорные данные — негеофизическая информация, сведения об эффективности геофизических исследований на месторождениях с аналогичными разрезами и др. С этой же целью в ряде случаев следует проводить в скважинах и некоторые специальные виды геофизических работ — многократные измерения, сопряженные с закачкой флюидов в пласт, и т. п.

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ОСНОВЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ

Повышение информативности комплекса геофизических исследований

С учетом отмеченных особенностей геофизических исследований, как источника сведений о разрезах скважин, основные направления повышения их информативности целесообразно рассматривать применительно к следующим видам геофизических работ:

1) массовым геофизическим работам, выполняемым во всех поисково-разведочных скважинах по стандартным программам для заданного региона и типа скважин;

2) специальным геофизическим работам, проводимым в отдельных поисково-разведочных скважинах по индивидуальным программам.

Массовые геофизические работы по существу включают весь однократно выполняемый в скважине комплекс исследований, который осуществляют путем непрерывных геофизических измерений по стволу скважины. Повышение информативности этого вида геофизических работ реализуется на основе создания новых и совершенствования применяющихся геофизических методов и их комплексов с учетом задач и условий проведения геологоразведочных работ.

За последние годы достигнут значительный прогресс в разработке и внедрении в производственную практику ряда новых эффективных геофизических методов каротажа и аппаратуры [28, 40, 65, 68, 74, 75, 79, 85, 87, 91]. В их число входят индукционный, акустический, боковой, микробоковой каротаж и новые модификации радиоактивного каротажа (импульсный нейтронный и др.). Так, массовое внедрение в 1972—1973 гг. индукционного и других видов каротажа в Западной Сибири привело к снижению достоверности положительных геофизических заключений (рис. 3). Тенденция расширения масштабов применения в СССР ряда новых методов каротажа иллюстрируется табл. 2.

С созданием и внедрением новых методов каротажа связаны

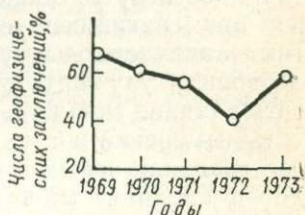


Рис. 3. Число положительных геофизических заключений, подтвержденных опробованием в поисково-разведочных скважинах Западной Сибири

Таблица 2

Вид каротажа	Объем работ, тыс. м	
	1971 г.	1972 г.
Электрический каротаж	64 710	61 568
в том числе:		
индукционный	1 298	1 650
боковой	3 550	4 922
микробоковой	705	918
Радиоактивный каротаж	21 612	23 328
Акустический каротаж	1 115	1 543

перспективы и дальнейшего повышения информативности массовых геофизических исследований. В настоящее время подготовлены для внедрения методы ядерно-магнитного и диэлектрического каротажа [74], выполняется аппаратурно-методический комплекс работ по спектрометрии гамма-излучения, кислородному, углеродному, импульсному гамма-гамма-каротажу и ряду других новых методов и модификаций [5, 32, 63]. В последние годы достигнуты также определенные успехи в совершенствовании применяющихся геофизических методов, прежде всего в оптимизации зондовых устройств скважинной аппаратуры, что позволило улучшить разрешающую способность методов, снизить влияние скважины и других факторов, искажающих результаты измерений и т. п. [1, 10, 12, 84]. Следует особо подчеркнуть, что создание новых и совершенствование применяющихся методов и аппаратуры, в том числе для исследований по обычной методике однократных измерений в скважинах, не крепленных трубами, и впредь будет оставаться основным направлением повышения информативности геофизических исследований.

В последнее десятилетие для получения дополнительных данных о разрезах скважин стали применять в производственных масштабах специальные виды геофизических работ, связанные с изучением изменений параметров пластов во времени или при искусственном воздействии на пласты. Как показывает практика [15, 27, 41, 49], такие работы, хотя их выполняют в единичных поисково-разведочных скважинах, существенно повышают информативность всего комплекса исследований, особенно при изучении месторождений в сложных геолого-геофизических условиях. Факторы, с которыми могут быть связаны изменения геофизических параметров пластов при искусственном воздействии на них, приведены в табл. 3.

Из специальных видов работ наибольшее распространение получили повторные геофизические исследования методами нейтронного каротажа в неперфорированных интервалах крепленных скважин [8, 19, 35, 36, 61]. Регистрируемые при этом изменения физических параметров пластов происходят в основном в ре-

Вид воздействия	Основной результат воздействия	Механизм воздействия
Гидродинамический	Изменение состава порозаполняющих флюидов в прискважинной части пластов	1. Поступление в прискважинную часть коллекторов: а) глинистого раствора или его фильтрата при бурении скважин, б) воды из цементного камня в связи с водоотдачей при схватывании, в) соляной кислоты при солянокислотной обработке, г) растворов с заданными свойствами при принудительной их закачке в пласт; д) пороховых газов при прострелочно-взрывных работах 2. Отбор из прискважинной части коллекторов порозаполняющих флюидов в результате: а) опробования скважин, б) водопоглощения цементного камня при его схватывании 3. Перетоки в затрубном пространстве 4. Перераспределение флюидов в зоне проникновения под действием гравитационных и капиллярных сил
Механический	Изменение структуры скелета пластов	Разрушение пород в результате: а) воздействия бурового инструмента при вскрытии пластов и выполнения спуско-подъемных операций, б) прострелочно-взрывных работ, в) отбора образцов со стенок скважины, г) гидравлического разрыва пластов, д) разгрузки прочных пластов при пластических деформациях близрасположенных текучих пород после крепления и цементирования скважин
Термический	Изменение температуры прискважинной части пластов	Повышение или понижение температуры в результате: а) промывки скважин, б) принудительной закачки в пласты раствора, в) прогрева и остывания цементного камня в процессе его схватывания, г) обогрева или охлаждения с помощью специальных глубинных приборов (электронагреватели, изотопные и искусственные источники ядерных излучений и т. п.)
Акустический	Изменение давления и температуры скелета пород и порозаполняющих флюидов	Многократное приложение знакопеременного поля механических напряжений и смещений в результате: а) выполнения спуско-подъемных операций буровым инструментом, б) фильтрации флюидов через колонну или затрубное пространство, в) акустической обработки

Вид воздействия	Основной результат воздействия	Механизм воздействия
Химический	Изменение структуры порового пространства при скважинной части пластов	с помощью специальных глубинных приборов (сирены, вибраторы, пьезоэлектрические и магнитострикционные излучатели и т. п.) Изменение объема порового пространства при солянокислотной обработке
Ядерный	Изменение физических констант пород	Воздействие ядерным излучением с помощью специальных глубинных приборов

зультате перераспределения флюидов в зоне проникновения. Повторные исследования методами нейтронного каротажа особенно эффективны в газоносных разрезах, в том числе представленных сильноглинистыми коллекторами в терригенных отложениях и низкопористыми кавернозными коллекторами в карбонатных осадках. В последние годы этот вид специальных геофизических работ в модификации импульсного нейтронного каротажа во все возрастающих объемах начали применять и при изучении нефтяных месторождений.

Повторные геофизические исследования обеспечивают получение дополнительной информации о разрезе и при проведении измерений в открытом стволе. Наиболее широко опробованы методики, основанные на изучении изменений параметров пластов в результате принудительных закачек в них промысловой жидкости, содержащей индикаторные вещества с аномальными свойствами (хлор, бор, радиоактивные вещества и др.). Опыт применения в производственных условиях показал эффективность и ограничения области применения таких методик. Существенный их недостаток — необходимость выполнения при простоях в бурении трудоемких и длительных операций, связанных с закачкой в пласт меченой жидкости. Кроме того, изменения параметров пластов, изучаемых по результатам геофизических измерений в открытом стволе, являются следствием не только искусственного воздействия на пласты, но и взаимодействия пластовых и заполняющих скважину флюидов после прекращения воздействия. Это искажает изучаемые разностные эффекты. Поэтому указанные методики в настоящее время и вероятно в будущем будут иметь ограниченное применение.

В последние годы выполнены также работы, связанные с созданием и опробованием методики и техники геофизических исследований скважин в процессе опробования пластоиспытателями на трубах [88]. Указанное направление использования

геофизических измерений при искусственном воздействии на пласты является весьма перспективным, поскольку при этом не требуется выполнения специальных операций, не предусмотренных применяющейся технологией сооружения, и испытаний поисково-разведочных скважин.

Менее изучены возможности повторных геофизических исследований при изменении свойств пластов, обусловленных проведением других технологических операций по сооружению поисково-разведочных скважин, а также вызванных термическими, акустическими, радиационными и иными физическими полями (см. табл. 3). В связи с этим отметим, что повторные геофизические измерения при таких видах искусственного воздействия, как разрушения в прискважинной части пластов, вызванные прострелочно-взрывными работами, а также обусловленные выносом частиц пород при опробовании и испытаниях пластов, не содержат геологической информации и, с этой точки зрения, не представляют практического интереса. Повторные геофизические исследования в этих случаях могут быть полезны лишь как источник исходных сведений для установления факта соответствующих разрушений и локализации их интервалов по стволу скважины.

Не представляют также практического интереса акустическая и термическая обработки пласта при перетоках флюидов в затрубном пространстве, поскольку обусловленные ими изменения параметров пластов незначительны. Вследствие этого соответствующие разностные эффекты не могут быть достоверно установлены. Аналогичны перспективы использования гидродинамического возмущения в пластах под действием поступающих в них пороховых газов, так как и в этом случае выявление разностных эффектов затруднено. Последнее объясняется кратковременностью воздействия, искажением изучаемых эффектов, изменениями условий измерений до и после воздействия в связи с разрушениями в колонне и цементном камне и т. п.

В последние годы в литературе появились публикации, связанные с рассмотрением воздействия ядерного и рентгеновского излучений на различные свойства вещества [52]. Этот вид воздействия открывает возможность целенаправленного изменения таких параметров пластов, регистрируемых при геофизических исследованиях, как величина потенциалов собственной поляризации (ПС) и индекса свободного флюида (ИСФ) — параметра, изучаемого при ядерно-магнитном каротаже (ЯМК). Получены также экспериментальные результаты по целевому изменению параметров ПС и ИСФ в пористой среде при акустическом и термо-акустическом воздействиях [50, 52]. Использование этих эффектов, наблюдаемых при радиационном и термо-акустическом воздействиях на пласт, может оказаться перспективным при исследованиях в некрепленных скважинах, где применимы методы ПС и ЯМК. Однако, как и при закачках или отборах

флюидов из пласта в условиях скважин, не крепленных трубами, в этом случае будут искажения изучаемых эффектов из-за взаимодействия порозаполняющих флюидов и жидкости в скважине.

При современной технологии крепления скважин недостаточно ясны возможности изучения изменений свойств пластов в связи с термическим и гидродинамическим воздействиями на них при схватывании тампонажного цемента. Действительно, непосредственно после заливки цементного раствора при принятии даже специальных мер не исключается опасность его поступления в колонну, т. е. возможны аварийные ситуации, которые могут повлечь за собой ликвидацию скважины. Также не совсем ясны перспективы исследований на начальной стадии схватывания цемента, например при проведении термометрии с целью установления высоты подъема цемента в затрубном пространстве. В этом случае сложен учет факторов воздействия, в том числе при выполнении специальных скважинных исследований, необходимых для такого учета.

Таким образом, из видов воздействий, приведенных в табл. 3, к числу наиболее перспективных и реализуемых в ближайшее время могут быть отнесены следующие:

1) гидродинамическое в процессе опробования крепленных скважин;

2) комплексное гидродинамическое и химическое при солянокислотной обработке;

3) раздельное или комплексное термическое и акустическое с использованием специальных глубинных приборов.

По механизму и результатам первые два вида воздействий в целом сходны с гидродинамическими, осуществляемыми путем закачек или отборов флюидов из изучаемых пластов в условиях некрепленных скважин. Следует лишь отметить, что при солянокислотной обработке не требуется добавлять в закачиваемый раствор специальных индикаторных элементов. Это объясняется тем, что при поступлении в пласты соляной кислоты и последующем извлечении при опробовании продуктов ее реакции с породой изменения хлорсодержания пластов могут быть установлены по результатам повторных исследований, например методами импульсного нейтронного каротажа.

Наименее исследованными до последнего времени были вопросы, связанные с термическим и акустическим воздействиями на пласты. При термическом воздействии для изменения геофизических параметров пластов, которые могут быть установлены по результатам повторных измерений, необходимо создавать значительные перепады температур в условиях залегания пластов. Наиболее эффективным видом термического воздействия является повышение температуры пласта, что, в свою очередь, предопределяет трудности в создании соответствующей глубинной аппаратуры. Вместе с тем в капиллярно-пористых и

коллоидных средах интенсификация массопереноса, ускорение темпа прогрева и увеличение радиуса термического воздействия на пласты могут быть обеспечены путем одновременного акустического облучения этих сред [52, 77, 90]. Поэтому при использовании глубинных приборов в качестве источника вносимого в пласт возмущения термический вид воздействия целесообразно комплексировать с акустическим, что существенно снизит требования к скважинной аппаратуре. Отметим некоторые закономерности взаимодействия термического и акустического полей в пористых средах.

Во-первых, повышение или понижение температуры пористых сред приводит к изменениям их акустических параметров. Так, приведенные в работе [73] данные показывают, что с возрастанием температуры характер изменения скорости продольных волн неодинаков для различно насыщенных песков — в водоносном песке скорость увеличивается, а в нефтеносном уменьшается. Впоследствии такие же результаты были приведены в других работах, например в [24]. Результаты указанных и аналогичных исследований легли в основу предложенной Л. А. Сергеевым и О. Л. Кузнецовым [73] методики разделения пластов по составу порозаполняющих флюидов путем проведения акустического каротажа при двух различных температурах пласта.

Во-вторых, под действием акустического поля изменяется термодинамическая обстановка в пластах. Так, согласно данным [73], в капиллярно-пористых средах в зависимости от термодинамических параметров насыщающих жидкостей и характеристик акустического поля эффективная теплопроводность увеличивается до 5,5 раз, а в коллоидных средах — до 3 раз. При этом в капиллярно-пористой насыщенной среде акустическое воздействие формирует гидродинамический поток подвижной компоненты насыщающей среды в каналах раскрытых пор. Иными словами, если тепловой поток и градиент акустического давления совпадают, то гидродинамический поток нагретой жидкости в поровых каналах под действием градиента акустического давления соответственно смещает и распределение температуры от нагревателя в более холодную область. Кроме того, отмеченное выше изменение индекса свободного флюида при акустическом воздействии свидетельствует о том, что в случае наложения акустического поля на пористую насыщенную среду увеличивается доля подвижной компоненты порозаполняющих флюидов.

Указанный механизм акустического воздействия на пористые среды подтверждается экспериментальными данными. Приведенные в работах [52, 73] материалы показывают различие эффективной теплопроводности водо-, нефте- и газонасыщенных песков, а также ее зависимость от расстояния до источника акустических колебаний. Эти результаты свидетельствуют и о

существенном различии прироста температуропроводности для водо-, нефте- и газонасыщенных сред в случае акустического воздействия.

При акустическом и термоакустическом воздействиях на пористую среду изменяется давление насыщения порозаполняющих флюидов [90]. Перспективы реализации этого эффекта при поисках и разведке нефтегазовых месторождений связаны с искусственным повышением в условиях крепленных скважин давления насыщения в коллекторах с целью частичного выделения газа, растворенного в заполняющих их флюидах. В этом случае выделить интервалы разреза, в которых происходит изменение объема газовой фазы, можно, например, по результатам повторных исследований методами нейтронного каротажа до и после воздействия или непосредственно в процессе воздействия. Возможность использования этого эффекта была подтверждена модельными работами [90], а также экспериментальными исследованиями в реальных скважинах.

С учетом рассмотренного механизма термо-акустического воздействия могут быть отмечены и такие возможные области плодотворного применения этого вида геофизических работ:

1) регулирование процесса расформирования зоны проникновения в крепленных скважинах, в частности, интенсификация этого процесса в пластах, где расформирование зоны проникновения протекает медленно;

2) выявление продуктивных пластов, содержащих углеводороды (например, гидратный газ, битум, высоковязкие нефти) в состоянии, при котором низка информативность обычных геофизических исследований и методов опробования пластов.

Последняя задача, особенно применительно к отложениям, содержащим гидратный газ, представляется очень важной, поскольку по термодинамическим условиям залегания к таким отложениям могут быть приурочены крупные газовые месторождения в Сибири и Заполярье. Перспективы решения этой задачи в варианте использования термоакустического воздействия, предложенном в работе [77], основываются на теоретических предпосылках. Они связаны также с тем, что в связи с большой разницей в плотностях гидрата и свободного газа фазовый переход при термо-акустическом возмущении в пласте должен происходить очень интенсивно и может даже иметь лавинообразный характер. Однако до создания специальной глубоинной аппаратуры, обеспечивающей термо-акустическое воздействие на пласты в реальных скважинных условиях, и широкого опробования методики и аппаратуры в производственных масштабах не могут быть сделаны окончательные выводы о возможностях специальных геофизических работ при выявлении пластов, содержащих гидратный газ, битум и высоковязкие нефти, а также при регулировании процесса расформирования зоны проникновения.

Оптимизация процесса изучения месторождений

Выше отмечалось, что достоверность решения различных задач по результатам геофизических исследований зависит от имеющегося по месторождению объема негеофизической информации — главным образом данные опробования пластов и керновый материал. Поэтому на соответствующих стадиях изучения месторождения по мере накопления этих сведений изменяются требования к комплексу геофизических работ, а также характер задач, решаемых с привлечением их результатов. Иными словами, в проведении и использовании результатов геофизических исследований имеет место стадийность.

Однако дорогостоящая негеофизическая информация, необходимая для обоснования критериев и алгоритмов обработки геофизических данных, как правило, может быть получена в ограниченном числе скважин. Это обусловлено тем, что в большей части случаев изменчивость геологических характеристик разрезов по мощности значительно больше, чем по площади месторождений. В связи с этим на определенных стадиях изучения месторождений возможно форсированное накопление соответствующих видов негеофизических данных. В свою очередь, выявленная возможность геофизических исследований на последующих стадиях изучения месторождений может быть использована для уточнения программ дорогостоящих работ по получению негеофизической информации.

Указанные предпосылки оптимизации процесса изучения месторождений реализуемы при условии, если методика геологоразведочных работ будет учитывать стадийность геофизических исследований. Вместе с тем существующее разделение геологоразведочных работ на этапы и стадии в основном отражает уровень изученности месторождений, с точки зрения требований к категориям запасов [11, 30, 66], и недостаточно полно учитывает стадийность геофизических исследований. Покажем это на примере решения основных задач геофизических работ в новом районе крупного месторождения, требующего разбуривания большим числом скважин.

Обычно к основным задачам геофизических исследований относят литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов, оценку их коллекторских свойств и установление нефтегазоносности (характера насыщения) коллекторов [23, 38]. При дальнейшем изложении возможности и ограничения геофизических исследований приводятся применительно к следующим, несколько по-иному сформулированным основным задачам, решаемым с использованием всей информации о разрезах скважин:

- 1) выделение в разрезе скважин нефтегазоносных пластов;
- 2) определение геометрии и параметров продуктивных объектов для подсчета запасов месторождений (залежей).

В зависимости от уровня изученности месторождения первая

из указанных задач формулируется в двух вариантах: в одних случаях — это выделение в разрезе скважины пластов, перспективных на нефть и газ и подлежащих опробованию с целью установления их нефтегазоносности, в других — идентификация (опознание) в разрезе скважины пластов, продуктивность которых уже установлена в ранее исследованных скважинах на той же поисковой или разведочной площади. Очевидно, что применительно к этим вариантам изучение месторождения с помощью поискового бурения может быть разделено на две стадии (начальная и конечная), граница между которыми соответствует времени, когда при опробовании одной из поисковых скважин установлена нефтегазоносность хотя бы одного пласта.

Решение рассматриваемой задачи в первом варианте не ограничивается поисковым этапом геологоразведочных работ. Действительно, в соответствии с инструктивными материалами по подсчету запасов [30], в категорию C_2 могут быть в определенных условиях включены запасы, не подтвержденные притоками нефти и газа. Поэтому на поисковом этапе выявление по результатам геофизических исследований всех типов продуктивных пластов и подтверждение опробованием их нефтегазоносности желательно, но не может рассматриваться как обязательное требование.

Однако выявление всех типов продуктивных пластов, подтверждение их нефтегазоносности опробованием и установление геофизических критериев их выделения, т. е. детальное изучение нефтегазоносности разреза по разведываемой мощности месторождения, должно быть завершено, по меньшей мере, на начальной стадии изучения месторождения разведочным бурением. Поэтому применительно к рассматриваемой задаче можно на разведочном этапе выделить начальную стадию, завершение которой приурочено ко времени, когда задача может решаться уже только путем идентификации продуктивных пластов. Очевидно, что нефтегазоносность всех выявленных типов пластов и их геофизические критерии должны быть при этом установлены по результатам исследований ранее пробуренных скважин.

Различный подход к геофизической информации в зависимости от степени изученности месторождения имеется и при решении второй основной задачи. Это обусловлено тем, что по ряду параметров, как отмечено выше, результаты количественной интерпретации геофизических материалов могут быть привлечены для подсчета запасов по промышленным категориям лишь в случае подтверждения возможностей соответствующих методов в условиях заданного разведываемого месторождения. Например, вероятность использования геофизической информации для определения значений коэффициентов пористости пластов и погрешность этих определений предварительно устанавливаются путем сопоставления этих значений с данными кернового анализа. Критерии выделения пласта-коллектора и выбор геофизиче-

ских методов для определения эффективных мощностей продуктивных объектов обосновывают путем сравнения геофизической информации с данными опробования пластов и т. д.

С точки зрения оптимизации геологоразведочных работ, очевидны преимущества получения на ранних стадиях изучения месторождений такого объема негеофизической информации, который необходим для определения возможностей использования результатов геофизических исследований при подсчете запасов по промышленным категориям. Лучшим можно считать получение соответствующего объема негеофизической информации на поисковом этапе геологоразведочных работ. Последнее вытекает из того, что установить достаточность кернового материала по всем типам продуктивных пластов и приступить при необходимости к восполнению недостающего его объема можно лишь после того, как выявлены и подтверждены опробованием все типы продуктивных пластов разведываемого месторождения.

Таким образом, на разведочном этапе геологоразведочных работ можно выделить специальную (промежуточную) стадию изучения месторождения, на которой обеспечивается форсированное восполнение объема негеофизической информации, необходимой для обоснования количественных геофизических критериев каждого типа пластов-коллекторов и соответствующих алгоритмов определения их параметров применительно к подсчету запасов по промышленным категориям. На следующей (конечной) стадии разведочного этапа комплекс и объем работ по получению сведений о разрезах скважин предопределяются только требованиями к подсчету запасов по промышленным категориям. При этом они должны предусматривать преимущественное получение наиболее экономичной геофизической информации с выполнением опробований и других видов дорогостоящих работ для контрольных функций, а также по объектам (типам пластов), по которым установлена недостаточная эффективность геофизических исследований. Выделенные стадии изучения месторождений поисково-разведочным бурением и задачи, решаемые на этих стадиях, приведены в табл. 4.

Рассмотренная схема геологоразведочных работ, предусматривающая оптимизацию методики изучения месторождений на основе геофизических исследований в скважинах, в определенной мере условна, как любое разделение непрерывного информационного процесса на отдельные этапы и стадии. Кроме того, эта схема соответствует предельному случаю — изучению крупного месторождения в новом районе, разрез которого отличается значительной неоднородностью, представлен различными типами коллекторов, насыщающих их флюидов и т. п. Очевидно, что в отдельных случаях некоторые из этих стадий будут совмещаться с предыдущими. Более важно не допускать обратного — несвоевременного решения соответствующих задач с перенесением их на последующие стадии.

Таблица 4

Этап геологоразведочных работ	Стадия изучения месторождений поисково-разведочным бурением	Основные задачи отдельных стадий изучения месторождений
Поисковый (завершающая стадия)	Начальная Конечная	Открытие месторождения Подсчет запасов по категориям C_2 и C_1 ; геолого-экономическая оценка месторождения
Разведочный	Начальная	Выявление и подтверждение опробованием всех типов продуктивных пластов; установление критериев выделения всех типов продуктивных пластов по результатам геофизических исследований
	Промежуточная (специальная)	Детализация строения месторождения по мощности; установление возможностей определения подсчетных параметров продуктивных пластов по результатам геофизических исследований
	Конечная	Детализация строения месторождения по площади; подготовка месторождения к разработке с подсчетом запасов по категориям C_1 и В

Приведенное в табл. 4 разделение на стадии той части процесса изучения месторождения, которая связана с поисковым бурением, не расходится с общими представлениями о стадийности геологоразведочных работ на нефть и газ. Такое же деление проведено, например, в действующих инструктивных требованиях к выполнению геологоразведочных работ [66], в которых предусматривается последовательное открытие месторождений и их геолого-экономическая оценка. Вместе с тем там же определено, что разведочный этап на стадии не разделяется, хотя указанная в табл. 4 последовательность решения задач именно на этом этапе является наиболее важным условием реализации возможностей геофизических исследований в скважинах для оптимизации процесса изучения месторождений.

Показателен опыт проведения разведочных и доразведочных работ на Оренбургском газовом месторождении. В результате этих работ в 1971 и 1974 гг. был выполнен и представлен в ГКЗ СССР подсчет запасов по промышленным категориям. При этом на месторождении была выявлена продуктивность низкопористых пластов, подтвержденная опробованием лишь в 1974 г., за несколько месяцев до представления в ГКЗ СССР результатов пересчета запасов по месторождению. Таким образом, задача начальной стадии разведочных работ не была решена полностью при разведке месторождения, а при доразведке решена несвоевременно. В итоге этот тип продуктивных пластов даже не рассматривали при утверждении запасов в 1971 г.,

а для обоснования его параметров при пересчете запасов в 1974 г. накопленной ранее информации оказалось недостаточно.

Противоположная ситуация имела место при разведке газового месторождения Шатлык (ТССР). Несвоевременное решение задачи промежуточной стадии разведочных работ, несмотря на наличие достаточных для этого данных о разрезах скважин, привело к проведению избыточного объема работ на конечной стадии разведки месторождения. Так, из 400 образцов керна, отобранных и направленных на анализ, свыше 80% получено из разведочных скважин. При этом по 40 образцам, сопоставленным с результатами геофизических исследований, была установлена возможность использования геофизических данных для обоснования подсчетных параметров. Таким образом, большая часть кернового материала по существу оказалась избыточной [82].

В связи с этим представляется также целесообразным осуществлять оперативный подсчет запасов месторождения по мере завершения работ на каждой скважине, разбуриваемой на конечной стадии разведки месторождений. Основой такого оперативного подсчета запасов является современная вычислительная техника и машинные методы обработки информации о разрезах скважин [69, 79].

Оптимизация процесса изучения разреза скважин

Целью геофизических исследований является также получение на соответствующих этапах сооружения каждой скважины информации о разрезе, необходимой для принятия оперативных решений по программе последующих работ в той же скважине. В частности, для этого осуществляют и оперативную интерпретацию получаемых материалов, которую оформляют в виде геофизических заключений о нефтегазоносности пластов [22, 39, 81]. Для той же цели в скважинах выполняют и такие виды работ, как газовый каротаж, отбор образцов со стенок скважины стреляющими грунтоносами и др.

Очевидно, что получаемая геофизическая информация может быть оперативно использована для уточнения комплекса и методики самих геофизических исследований, проводимых в процессе сооружения скважины. Однако применительно к массовым геофизическим работам такие уточнения значительно не меняют программу геофизических исследований, как это может быть в связи с рассмотренной выше стадийностью в применении этих исследований. Более важно использовать результаты массовых геофизических работ для обоснования целесообразности и определения программы дорогостоящих специальных геофизических работ в скважине, что обычно и делают в производственной практике. Более того, в большинстве случаев предшествующие геофизические исследования являются составным элементом

специальных работ, например, при проведении исследований по методикам, связанным с заменой глинистых растворов, закачкой меченых флюидов в пласты и т. п.

Геофизические данные оперативно привлекают и для уточнения программы выполняемых в скважине работ, связанных с получением негеофизической информации о разрезе. Естественно, наибольший интерес представляет реализация возможностей эффективной интерпретации этих данных для принятия решений по тем видам работ, проведение которых требует значительных затрат средств и времени. К числу таких ответственных оперативных решений могут быть отнесены следующие:

- 1) уточнение интервалов отбора керна;
- 2) определение целесообразности проведения опробовательских работ в скважине, не укрепленной трубами, и выбор интервалов опробования;
- 3) выяснение целесообразности крепления скважины и глубины крепления;
- 4) выбор интервалов опробования в укрепленной скважине.

Очевидно, что при принятии указанных решений могут быть привлечены различные объемы информации, полученной в скважине. Например, при существующей технологии извлечения керна для уточнения интервалов его отбора могут быть использованы лишь сведения, полученные при вскрытии бурением небольшой по мощности части каждого из интервалов, которые должны быть освещены керновым материалом. При отмеченной избирательности в извлечении керна такие оперативные уточнения могли бы обеспечить получение более представительного кернового материала, в первую очередь на начальной и промежуточной стадиях разведочного этапа изучения месторождений. Однако возможности газового каротажа и других видов работ, выполняемых в процессе бурения, не обеспечивают в настоящее время реализации этого направления повышения эффективности геологоразведочных работ.

Значительно больший объем данных может быть привлечен при принятии остальных указанных оперативных решений. Так, для обоснования программы опробовательских работ в открытом стволе в качестве источников информации обычно используют результаты геофизических и геохимических исследований в некрепленной скважине и отобранный в ней керновый материал. При принятии решения о креплении скважины эти материалы дополняются результатами опробований в открытом стволе и т. п.

Однако в процессе изучения месторождений изменяются требования к объему и составу информации, необходимой по каждой скважине для принятия указанных оперативных решений. Например, для обоснования целесообразности крепления первых поисковых скважин (до открытия месторождения) необходимо, чтобы данные, полученные в открытом стволе тех же скважин,

обеспечили выявление в разрезе нефтегазоносных пластов. Это требует, как правило, большого объема исходной информации, в том числе геофизической. То же отмечается, хотя и в меньшей степени, на конечной стадии поискового и начальной стадии разведочного этапа изучения месторождений. На промежуточной и конечной стадиях разведочного этапа, если продуктивность всех типов пластов и положения контактов газ — нефть — вода установлены по всей разведываемой мощности, для решения вопроса о спуске обсадной колонны в общем случае требуется существенно меньший объем исходной информации. Достаточно, чтобы она обеспечивала возможность идентификации нижнего нефтегазоносного объекта, продуктивность которого установлена в ранее исследованных скважинах.

В процессе изучения месторождений аналогичным образом изменяются требования и к объемам геофизической информации, используемой для обоснования программы опробовательских работ как в некрепленых скважинах, так и после их крепления. При этом на конечной стадии разведочного этапа, когда закономерности строения и нефтегазоносности месторождения детально исследованы по всей его мощности, оптимальную программу опробовательских работ определяют при проектировании скважины. Если информация, полученная на начальных этапах сооружения скважины, свидетельствует о том, что характер изменения подсчетных параметров соответствует ранее установленным закономерностям, то программа опробовательских работ не претерпевает изменений, а эти сведения используют лишь для уточнения границ интервалов опробования.

Иное положение будет при несоответствии характера изменений подсчетных параметров установленным ранее закономерностям. Это возможно, как правило, при низком качестве работ на предыдущих стадиях изучения месторождений. В таких случаях программа опробовательских работ может претерпеть существенные изменения. Поэтому на конечной стадии разведочного этапа одной из основных функций оперативного использования геофизической информации является выявление соответствия характера изменений подсчетных параметров и других геологических характеристик продуктивных отложений в заданной скважине закономерностям, установленным по месторождению на предшествующих стадиях его изучения. Недостаточно полное привлечение в этих целях геофизической информации может привести к значительным дополнительным затратам средств и времени на завершение разведочных работ.

Так, после определения опробовательскими работами в нескольких скважинах положения газожидкостного контакта (ГЖК) в сеноманской газонефтяной залежи Русского месторождения (Западная Сибирь) дальнейшие разведочные работы выполняли, исходя из предположения, что имеется единая массивная залежь с общим ГЖК. Примененный в последующих

разведочных скважинах комплекс геофизических исследований не позволил установить положение ГЖК в этих скважинах. Таким образом, несвоевременное включение в комплекс соответствующих видов геофизических работ привело к необходимости проведения доразведочных работ с разбуриванием дополнительных скважин. Последние выявили наличие нескольких залежей, разобренных тектоническими нарушениями и имеющих различные отметки ГЖК.

Наоборот, в приводившемся ранее примере по газовому месторождению Гугуртли выполнение именно этой функции оперативного использования геофизической информации обеспечило обоснование возможности привлечения к подсчету запасов данных по всем поисково-разведочным скважинам, хотя по части из них опробование оказалось безрезультатным.

Применительно к оптимизации процесса изучения разрезов скважин немаловажное значение имеет также сокращение сроков простоев скважин в связи с проведением в них геофизических измерений. Действительно, в настоящее время число геофизических методов настолько велико, что при современных темпах сооружения скважин простои при бурении, связанные с выполнением комплекса необходимых измерений, осуществляемых преимущественно в некрепленых скважинах, начали занимать существенную часть продолжительности бурения. При этом рост глубин поисково-разведочных скважин, а также последовательное расширение комплекса геофизических исследований приводят к увеличению простоев. В результате в последнее десятилетие общий рост геолого-экономической эффективности геофизических исследований сопровождался определенными потерями в технико-экономических показателях поисково-разведочного бурения, обусловленных увеличением простоев по указанным причинам.

До последнего времени основным направлением в совершенствовании методики и техники скважинных геофизических измерений для сокращения простоев при бурении являлось увеличение канальности геофизической аппаратуры с целью одновременной регистрации нескольких диаграмм за одну спуско-подъемную операцию [63]. Это направление дает значительный экономический эффект и будет определяющим и в ближайшие годы. Вместе с тем очевидно, что проблема снижения таких потерь и улучшение технико-экономических показателей бурения найдет кардинальное решение лишь при переходе от современной методики получения геофизической информации преимущественно при простое некрепленной скважины к измерениям, проводимым в процессе выполнения технологических операций, непосредственно связанных с сооружением и испытаниями скважины, т. е. в процессе бурения, проведения опробовательских работ пластоиспытателями на трубах и после крепления скважины. В этом случае исследования по получению

геофизической информации о разрезах могут быть сопряжены с интенсивно развивающимися геофизическими измерениями по контролю за самими технологическими операциями по сооружению и испытаниям скважин.

Однако переход от применяющейся методики получения геофизической информации при простое некрепленной скважины к измерениям в процессе бурения и проведения опробовательских работ не может быть полностью осуществлен в ближайшее время. Для такого перехода необходимо завершить разработку методики и техники геофизических исследований в процессе бурения и опробования в открытом стволе [60], а также выяснить ряд вопросов, связанных с созданием новых и расширением возможностей применяющихся методов исследования в крепленных скважинах. Поэтому на современном этапе развития геофизических исследований переход к измененной методике будет, очевидно, осуществляться постепенно, путем последовательного уменьшения объемов геофизических работ в открытом стволе при простоях в бурении и соответствующего их увеличения на остальных этапах сооружения и испытаний скважин. Тенденция такого перехода уже наметилась в ряде районов страны, где достигнуты высокие темпы бурения поисково-разведочных скважин и на конечной стадии разведки месторождений определен объем исследований, например методами радиоактивного котажа, выполняют после крепления скважин.

ПРЕДПОСЫЛКИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В КРЕПЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ

Специфика условий изучения разрезов в крепленных скважинах

При геофизических исследованиях в крепленных скважинах объектами изучения являются те же параметры пластов, что и при работах в открытом стволе. В этом случае металлическая обсадная колонна и цементное кольцо вносят дополнительные искажения в результаты скважинных измерений и тем самым ограничивают возможности комплекса таких исследований. Вместе с тем после крепления скважин пласты гидродинамически изолируют от глинистого раствора, заполняющего скважину. В результате в зоне проникновения коллекторов процессы гравитационного и капиллярного перераспределения флюидов не ослабляются взаимодействием с глинистым раствором в скважине, и поэтому соответствующие изменения параметров пластов приобретают закономерный характер. Возможностью изучения этих изменений в основном и предопределяется дополнительная информативность геофизических исследований в крепленных скважинах. Отмеченная специфика условий изучения разрезов скважин, когда свойства пластов закономерно изменяются во времени, является основой выбора методических приемов проведения геофизических исследований в крепленных скважинах.

В соответствии с современными представлениями зона проникновения образуется в результате поглощения глинистого раствора пластом во время его разбуривания и дальнейшего поступления фильтрата раствора в пласт после окончания бурения. При этом процесс проникновения имеет следующие основные фазы [18, 64, 78, 85]:

1) проникновение при вскрытии пласта до образования на стенке скважины глинистой корки;

2) проникновение путем фильтрации через глинистую корку.

Согласно работе [18], первая фаза проникновения в основном контролируется фильтрационными свойствами пластов, а вторая — фильтрационными свойствами глинистой корки. При образовании в пласте зоны кольматации проникновение в пласт фильтрата глинистого раствора контролируется и свойствами этой зоны. Закономерности изменения геофизических параметров при скважинной части пластов в результате проникновения

в них фильтрата глинистого раствора достаточно подробно изложены в работах [22, 39].

После крепления и цементирования скважин в пластах, в которых образовалась зона проникновения, протекает обратный процесс — расформирование этой зоны. Последнее вызывается в основном силами гравитационного перераспределения и капиллярного вытеснения флюидов и процессами диффузии солей. Механизм расформирования зоны проникновения в различных типах пластов может быть представлен в следующем виде.

В связи с тем, что в нефтегазоносных коллекторах гравитационные силы проявляются в пластах большой мощности и высокой вертикальной проницаемости, опережающее расформирование зоны проникновения должно наблюдаться в прикровельной части пласта. Проявлению гравитационных сил в нефтегазоносном пласте могут препятствовать капиллярные силы, если стенки поровых каналов гидрофильны. В этом случае разделение пластового флюида и фильтрата глинистого раствора по вертикали возможно для пластов, мощность H которых удовлетворяет соотношению:

$$H = \frac{p_{\text{кап}}}{\delta_{\text{ф}} - \delta_{\text{н}}} = \frac{2\sigma \cos \theta}{R(\delta_{\text{ф}} - \delta_{\text{н}})} = \frac{\sigma \cos \theta}{7 \cdot 10^5 (\delta_{\text{ф}} - \delta_{\text{н}}) \frac{\sqrt{k_{\text{пр}} \varphi}}{k_{\text{п}}}}, \quad (1)$$

где $p_{\text{кап}}$ — капиллярное давление, кгс/см²; $\delta_{\text{ф}}$, $\delta_{\text{н}}$ — плотности соответственно фильтрата глинистого раствора и нефти (газа), г/см³; σ — поверхностное натяжение на границе вода — нефть (газ), кгс/см²; θ — краевой угол на границе флюида и породы, град; R — радиус капилляра, мм; $k_{\text{п}}$ — коэффициент пористости, %; $k_{\text{пр}}$ — коэффициент проницаемости, мД; φ — структурный коэффициент, который можно определить по эмпирической формуле $\varphi = 0,5035/k_{\text{п}}^{1,1}$.

Расчеты показывают, что в нефтеносных гидрофильных коллекторах мощностью до 5 м при $k_{\text{пр}} < 100$ мД и $k_{\text{п}} < 15\%$ капиллярное противодействие препятствует гравитационному перераспределению в зоне проникновения нефти и фильтрата глинистого раствора. В газоносных пластах, очевидно, роль гравитационных сил будет значительнее. В большинстве случаев процесс расформирования зоны проникновения в нефтегазоносном пласте будет контролироваться капиллярными силами.

Направление действия капиллярных сил зависит от гидрофобности неизменной части нефтегазоносного пласта и зоны проникновения. В общем случае, когда стенки пор нефтегазоносного пласта лишь частично гидрофобны, а образование зоны проникновения не изменило их свойств, действие капиллярных сил направлено на расформирование зоны проникновения: по гидрофобным каналам нефть и газ возвращаются к стенкам

скважин, а по гидрофильным каналам фильтрат растекается от скважины. Если пласт полностью гидрофобен, то фильтрат, задавленный в пласт репрессией столба глинистого раствора, при снятии репрессии после крепления скважины теряет способность к перемещению, так как радиальному растеканию его препятствуют капиллярные силы. Наихудшие условия для расформирования зоны проникновения в нефтегазоносном пласте наблюдаются в гидрофобном коллекторе, который гидрофилизуется в зоне проникновения, например, под действием поверхностно-активных веществ, добавляемых в глинистый раствор. В этом случае капиллярные силы одновременно будут препятствовать перемещению фильтрата в нефтегазоносный пласт и пластового флюида в зону проникновения. Таким образом, в сильногидрофобизированных коллекторах без воздействия динамических или иных дополнительных сил процесс расформирования зоны проникновения практически проявляться не будет в течение достаточно длительного срока, который может достигать двух—пяти лет.

Скорость процесса расформирования зоны проникновения в нефтегазоносных пластах, как следует из описанного выше, определяется многими факторами. Высокопористые и проницаемые пласты большой мощности, т. е. с лучшими коллекторскими свойствами, характеризуются быстрым расформированием зоны проникновения, которое начинается с момента окончания образования глинистой корки и зоны кольматации, т. е. до крепления скважины. Часто после окончания процесса схватывания цемента нефтегазонасыщенность таких коллекторов оказывается достаточно высокой, достигая иногда первоначального значения. Время восстановления первоначальной газонасыщенности в этих коллекторах не превышает 1 мес, а полного восстановления первоначальной нефтенасыщенности не происходит — она продолжает медленно возрастать в течение одного — трех лет и более.

В маломощных коллекторах с такими же высокими коллекторскими свойствами процесс расформирования зоны проникновения резко замедляется. Это связано, с одной стороны, с возрастанием роли капиллярных сил, препятствующих гравитационному перераспределению флюидов, с другой — подсосом или перетоком фильтрата глинистого раствора из соседних пластов с худшими коллекторскими свойствами. Поэтому в неоднородных коллекторах с переслаиванием пород с различными свойствами время расформирования зоны проникновения значительно возрастает и приближается ко времени, характерному для худших коллекторов.

В пластах со средними коллекторскими свойствами процесс расформирования зоны проникновения в основном контролируется капиллярными силами. Фронт раздела фильтрата глинистого раствора с нефтью или газом остается близким к верти-

кальному, особенно в маломощных пластах. Время расформирования зоны проникновения в гидрофильном коллекторе будет прежде всего зависеть от глубины этой зоны. Поэтому оно может существенно меняться для однотипных коллекторов, если условия их вскрытия различаются.

При достаточной стабильности технологии бурения время расформирования зоны проникновения будет более тесно связано с фильтрационными свойствами пластов, близких по мощности. При этом влияние свойств выше- и нижележащих пластов проявляется следующим образом. Если пласт с лучшими коллекторскими свойствами, в котором процессы расформирования идут быстрее, находится в подошве исследуемого интервала, то в нем ускоряется расформирование зоны проникновения. Когда же пласт с нерасформированной зоной проникновения расположен в кровле исследуемого интервала, то в последнем процесс расформирования зоны проникновения замедляется. Расформирование зоны проникновения в гидрофильных коллекторах со средними фильтрационными свойствами практически заканчивается в течение одного года и лишь в благоприятных условиях в первые месяцы.

Если в коллекторах с низкими фильтрационными свойствами образовалась глубокая зона проникновения, то процесс расформирования может длиться до нескольких лет. Как правило, гидрофильные пласты с очень длительным временем расформирования зоны проникновения (более одного года) характеризуются низкой удельной продуктивностью, и их промышленная ценность невелика. Однако следует иметь в виду, что длительность процесса расформирования может быть связана и с другими факторами, в первую очередь с неблагоприятными условиями вскрытия пласта — вскрытием на воде или некачественных растворах, при повышенных репрессиях на пласт с образованием гидроразрывов, при длительном контакте породы с раствором из-за простоев в бурении и т. п.

В коллекторах с низкими фильтрационными свойствами зона проникновения часто имеет небольшой радиус и характеризуется низкими коэффициентами вытеснения пластовых флюидов. Это обстоятельство, с одной стороны, ускоряет процесс восстановления первоначального насыщения, а с другой — уменьшает интенсивность процесса расформирования из-за малых градиентов насыщения в радиальном направлении. Поэтому в коллекторах с низкими фильтрационными свойствами в большинстве случаев процесс расформирования зоны проникновения характеризуется максимальной длительностью и малым изменением насыщения в прискважинной части пласта.

Процесс восстановления минерализации пластовой воды в зоне проникновения протекает в нефтегазоносных пластах значительно медленнее, чем восстановление насыщения. Это обусловлено тем, что диффузионный обмен солями между зоной

проникновения и неизменной частью пласта затруднен в связи с ограниченной подвижностью ионов в пленках воды на стенках пор. Скорость диффузии при этом уменьшается на несколько порядков. Поэтому, после полного восстановления насыщения пласта в течение длительного времени вода имеет минерализацию, близкую к минерализации фильтрата. Восстановление минерализации пластовой воды практически может наблюдаться лишь в залежах, находящихся в разработке, т. е. с подвижными нефтью и газом.

Таким образом, полного восстановления условий в прискважинной части нефтегазоносного пласта не происходит. Остаточные явления в зоне проникновения сохраняются неопределенно долгое время, прежде всего в виде измененной минерализации пластовой воды, а в нефтеносных пластах — и пониженного коэффициента нефтенасыщенности.

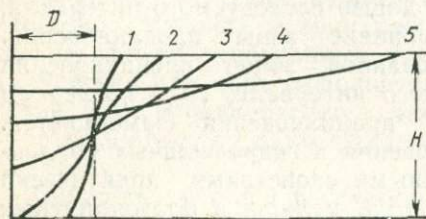


Рис. 4. Изменение положения границы раздела фильтрат глинистого раствора — пластовая вода при гравитационном перераспределении флюидов в зоне проникновения водоносного пласта (по Ю. В. Кормильцеву).

1—5 — положения границы раздела соответственно через 0,25; 0,75; 2; 4,5 и 22 ч; мощность пласта $H=0,3$ м; начальный диаметр зоны проникновения $D=0,15$ м

Водоносные коллекторы отличаются от нефтегазоносных тем, что расформирование в них зоны проникновения контролируется преимущественно диффузионными процессами обмена солей между фильтратом и пластовой водой, а также гравитационными силами. Последние проявляют себя в основном в пластах с высокой проницаемостью и большой мощностью. При этом пресный фильтрат промывочной жидкости всплывает и граница раздела между ним и пластовой водой постепенно принимает горизонтальное положение (рис. 4). Поэтому в коллекторах с высокой проницаемостью имеется опережающее расформирование зоны проникновения в подошве пласта. После того как граница этого раздела приблизится к горизонтальному положению, процесс расформирования зоны проникновения существенно замедляется.

Таким образом, в кровле пласта фильтрат промывочной жидкости сохраняется в течение длительного времени после расформирования зоны проникновения в остальной части пласта. При плотности двух жидкостей δ_1 и δ_2 для расчета времени t перемещения границы раздела h (от подошвы пласта по стенке скважины) по мощности пласта H , после того как граница раздела приняла горизонтальное положение, может быть использована формула:

$$t = \frac{\mu k_n D^2 h}{4 \psi k_{np} (\delta_2 - \delta_1) H} \quad (2)$$

где μ — вязкость пластовой воды, P ; ψ — осредняющий коэффициент, значение которого можно оценить экспериментально.

Как следует из формулы (2), скорость такого перемещения существенно зависит от геометрического фактора — отношения мощности пласта к диаметру зоны проникновения (H/D). Чем

отношение H/D больше, тем быстрее скорость расформирования зоны проникновения. Последнее справедливо и для нефтегазоносных пластов, в которых гравитационные силы играют существенную роль. Как видно из рис. 5, скорость перемещения границы раздела для больших геометрических факторов постоянна до отношения $h/H > 0,5$, а затем резко падает. Поэтому и в мощных пластах с лучшими коллекторскими свойствами, в которых расформирование зоны проникновения может произойти еще до крепления скважины, также возможен длительный застой в расформировании зоны проникновения в прикровельной части пласта.

Процесс расформирования зоны проникновения в водоносном пласте можно разделить на три этапа. Первый этап приурочен к горизонтальному продвижению границы фильтра глинистого раствора — пластовая вода по подошве пласта до стенки скважины. Он длится для коллекторов со средними коллекторскими свойствами от нескольких дней до нескольких месяцев. На втором этапе горизонтальная граница продвигается вертикально по стенке скважины до некоторой высоты h/H , которая тем больше, чем выше геометрический фактор H/D . После этого процесс продвижения замедляется. Второй этап расформирования зоны проникновения длится для коллекторов со средними коллекторскими свойствами около одного года. На завершающем этапе происходит расформирование зоны проникновения фильтра глинистого раствора в основном за счет диффузии солей. При этом процесс диффузии становится преобладающим для пластов с малым геометрическим фактором и низкой проницаемостью. Для таких пластов второй этап может даже отсутствовать.

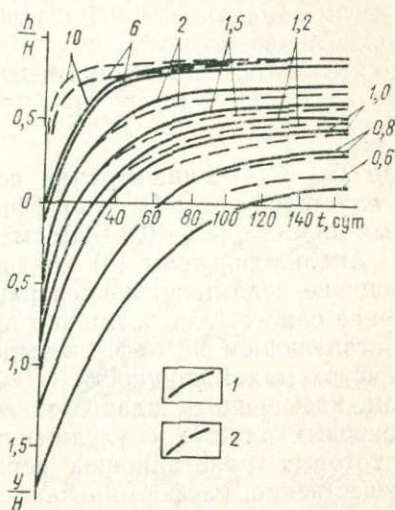


Рис. 5. Перемещение во времени фронта гравитационного вытеснения фильтра глинистого раствора пластовой водой по подошве пласта и по стенке скважины (по Ю. В. Кормильцеву).

1 — результаты наблюдений на модели; 2 — результаты расчета; шифр кривых — H/D ; y — расстояние от стенки скважины до границы раздела по подошве пласта; $H = 1$ м; $k_{пр} = 0,2$ Д; $k_{п} = 16\%$

Для горизонтальной границы раздела фильтрат глинистого раствора — пластовая вода уравнение диффузии имеет вид [61]:

$$C_{\phi} = C_{\text{в}} \left\{ 1 - \frac{4}{\pi} \sum_{k=0}^{\infty} \frac{1}{2k_{\text{пр}} + 1} \exp \times \right. \\ \left. \times \left[\frac{(2k_{\text{пр}} + 1)^2 \pi^2 D_{\text{д}} t}{4H} \right] \right\} \sin \frac{(2k_{\text{пр}} + 1) \pi h}{H}, \quad (3)$$

где C_{ϕ} , $C_{\text{в}}$ — концентрация солей соответственно в фильтрате и пластовой воде; $D_{\text{д}}$ — коэффициент диффузии солей в водоносных пластах ($D_{\text{д}} = 0,2 \div 2,5$ см²/сут).

Анализ формулы (3) показывает, что за счет диффузии обогащение солями до концентрации, равной $0,6 C_{\text{в}}$ г/л, за период менее одного года возможно при диаметре зоны проникновения, составляющем не более четырех диаметров скважины ($d_{\text{с}}$) и в пластах малой мощности ($H \leq 40$ см), контактирующих с пластом, насыщенным пластовой водой. В остальных случаях в водоносных пластах с ухудшенными коллекторскими свойствами, в которых гравитационное перераспределение (второй этап) не существенно, расформирование зоны проникновения может продолжаться длительное время, иногда несколько лет.

В процессе схватывания цементный камень вначале отдает в пласт воду, а затем поглощает ее. Однако эти процессы, как правило, не должны существенно изменять свойства прискважинной части пластов, потому что объем цемента, приходящийся на единицу площади стенок скважины, невелик. Можно лишь ожидать некоторой осушки прискважинной части газоносных пластов, поскольку цемент в процессе схватывания поглощает воду в большем объеме, чем выделяет [8].

Более существенно взаимодействие цемента и порозаполняющих флюидов, приводящее к осолонению самого цементного камня. Характер изменения свойств цементного камня при таком взаимодействии обусловлен следующими основными факторами [28]. В результате диффузионных процессов в цементном камне происходит накопление хлора, что в основном связано с положительным зарядом внутренней обкладки поверхности его капилляров. В то же время ионы натрия и кальция вытесняются из цемента. При этом чем ниже минерализация порозаполняющей воды, тем больше превышение содержания хлора в цементе по сравнению с контактирующей с ним водой. При содержании хлора $C_{\text{Cl}} = 0,01$ в воде содержание его в поровом пространстве цемента может увеличиться в 10 раз. Поэтому осолонение цементного камня возможно и при низких минерализациях порозаполняющих вод.

Пластовые воды хлоркальциевого типа, содержащие магний,

разрушают цемент за счет реакций между химическими соединениями, входящими в состав цементного камня и растворенными в пластовой воде. Главную роль в химическом разрушении (коррозии) цементного камня играют химические реакции с ионами магния, в результате которых образуется гидроксид магния и хлористый кальций, а гидросиликаты кальция, входящие в состав цементного камня, при этом разрушаются. Указанный процесс приводит как к коррозии цементного камня, открывающей доступ для проникновения в него пластовой воды, так и к накоплению в цементном кольце химически связанного хлора CaCl_2 . Кроме того, образовавшаяся гидроксид магния в виде геля обладает высокой ионной емкостью и также имеет положительный заряд внутренней обкладки, что приводит к дополнительному накоплению хлора в цементе за счет его адсорбции в геле.

В результате указанных процессов содержание хлора в цементе может в 1,5—2 раза превышать его содержание в пластовой воде при предельной ее минерализации. В случае уменьшения

минерализации воды это соотношение увеличивается. Например, при минерализации воды, равной 15 г/л NaCl , содержание хлора в цементном камне может составлять 60—80 г/л NaCl [28].

Кроме того, скорость процесса осолонения цемента зависит от фильтрационных и емкостных свойств контактируемой породы. Скорость такого осолонения достигает максимума при пористости пластов свыше 20%. Повышение температуры пласта также способствует ускорению этого процесса. Накопление хлора в цементном камне при больших минерализациях вод происходит по закону, близкому к линейному, и прекращается при разрушении цементного камня.

В случае низкой минерализации вод (менее 50 г/л NaCl) наступает насыщение содержания хлора в цементном камне спустя 3—5 мес (рис. 6). В нефтегазоносных пластах также возможно осолонение цемента, если вода в зоне проникновения не претерпела полного опреснения или пласт был вскрыт на минерализованном растворе. Однако, как правило, степень осолонения цементного кольца в нефтегазоносных пластах всегда значительно ниже, чем в водоносных пластах с теми же коллекторскими свойствами.

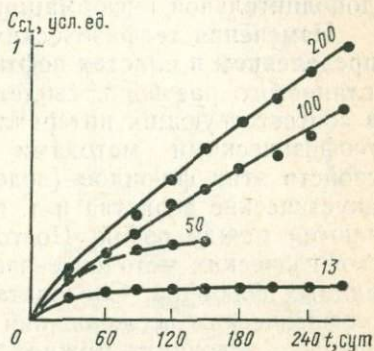


Рис. 6. Изменение содержания хлора в цементном камне во времени при его контакте с пластовой водой.

шифр кривых — минерализация пластовой воды, г/л NaCl

Изучение динамики изменения параметров пластов в условиях крепленных скважин

Изменение состава флюидов в зоне проникновения и минерализации цементного камня отражается на их параметрах, изучаемых геофизическими методами. Данные об этих изменениях, полученные путем повторных геофизических измерений в скважинах, крепленных трубами, могут быть использованы в качестве дополнительной информации о разрезе.

Изменения геофизических параметров, связанные с перераспределением в пластах нефти, газа, пластовой воды и фильтрата глинистого раствора, свидетельствуют о подвижности флюидов в соответствующих интервалах разреза. Кроме того, изучаемые геофизическими методами параметры пластов зависят от свойств этих флюидов (водородосодержание, хлоросодержание, акустические свойства и т. п.), которые в общем случае различаются между собой. Поэтому характер изменений показаний геофизических методов связан с типами вытесняющих и вытесняемых флюидов. Следовательно, по результатам повторных геофизических исследований в крепленных скважинах в определенных условиях можно установить и тип вытесняющего флюида.

В большинстве случаев вытесняющим является флюид из части пласта, не затронутой проникновением. Остальные источники поступления вытесняющего флюида могут быть учтены при интерпретации результатов повторных исследований. Как было отмечено выше, цемент при схватывании сначала выделяет воду, а затем поглощает ее в большем объеме. Это способствует перераспределению флюидов в зоне проникновения, т. е. восстановлению насыщения пласта. Перетоки же в затрубном пространстве могут быть установлены известными методами оценки качества цементирования скважин и нахождения интервалов затрубной циркуляции [78, 81, 88].

Дополнительная информативность повторных геофизических исследований в неперфорированных интервалах крепленных скважин предопределяется еще и тем, что при этих работах изучают изменения параметров пластов, составляющих лишь часть вскрытого скважиной разреза, в остальном не трансформированного. Такие изменения отмечают в коллекторах, т. е. в основных объектах изучения разрезов скважин, бурящихся на нефть и газ.

Возможность использования в качестве интерпретационного параметра разностных эффектов обеспечивает повышенную достоверность геофизических заключений о характере насыщения пластов, в том числе в разрезах со сложными геолого-геофизическими условиями. Так, при доразведке Вуктыльского газового месторождения по результатам повторных геофизических исследований в крепленных скважинах (рис. 7) была установлена га-

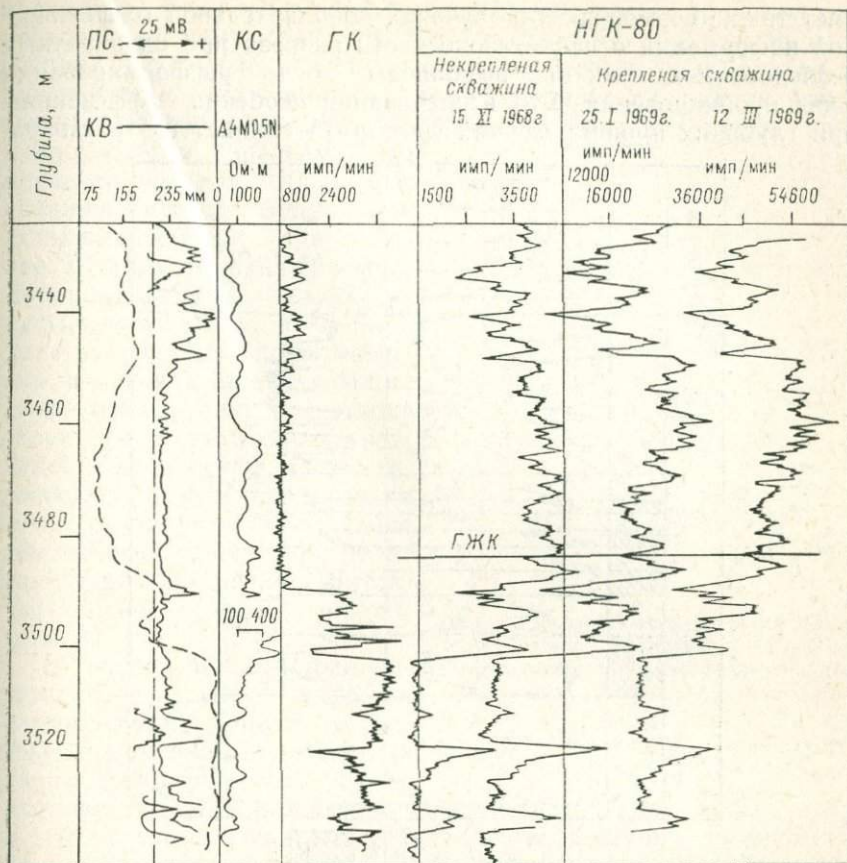


Рис. 7. Пример выделения газоносных пластов по результатам повторных исследований НГК в крепленной скв. 20 Вуктыльского месторождения

зональность пластов, представленных трещинно-кавернозными коллекторами низкой пористости ($k_n = 4 \div 7\%$), запасы по которым составили существенную часть общих запасов по месторождению при их переутверждении в ГКЗ СССР в 1972 г.

При повторных геофизических исследованиях в неперфорированных интервалах крепленных скважин получают дополнительный интерпретационный параметр — время, в течение которого протекает процесс перераспределения флюидов в прискважинной части пластов. Как показано в работах [8, 15], этот параметр характеризует пласты, как фильтрационно-емкостные системы, и его использование особенно эффективно для разделения коллекторов на типы со сходными свойствами.

Изменение состава порозаполняющих флюидов в направлении восстановления исходного насыщения пластов предопреде-

ляет также возможность получения дополнительной геофизической информации о нефтегазоносности разреза при однократных исследованиях, если они выполнены после расформирования зоны проникновения. Эти исследования особенно эффективны при глубоких проникновениях фильтрата глинистого раствора,

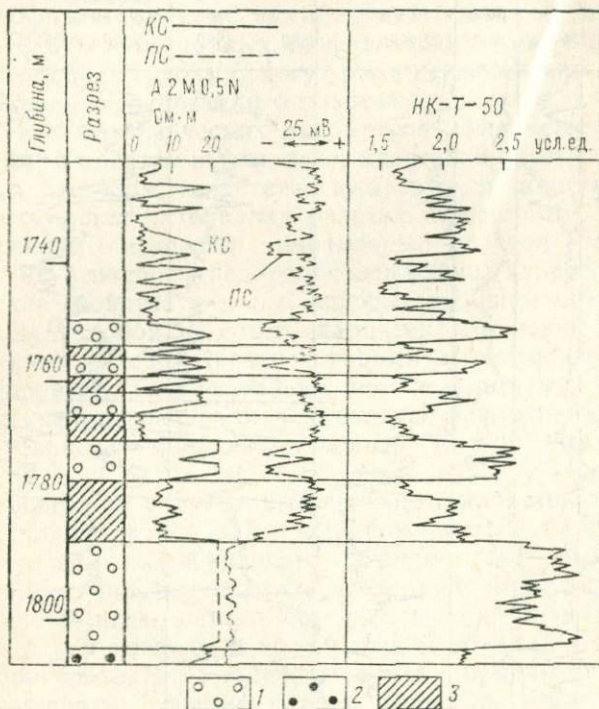


Рис. 8. Пример выделения газоносных пластов по результатам НК-Т в скв. 80 Уренгойского газо-конденсатного месторождения, выполненного после расформирования зоны проникновения.

1 — газоносные пласты; 2 — нефтеносный пласт; 3 — глины

когда затруднена оценка нефтегазоносности пластов из-за ограниченной глубинности геофизических методов. Подобная ситуация существовала, например, при разведке ряда газовых месторождений севера Западной Сибири, где в течение многих лет апт-альбские отложения нижнего мела, вскрытые несколькими десятками скважин, относили к непродуктивным. И лишь в 1973 г., когда были выполнены геофизические исследования после необходимых простоев крепленых скважин в течение примерно одного года, доказали газоносность этих отложений сначала на Уренгойской площади (рис. 8), а впоследствии и на других.

В определенных условиях, как было показано выше, перерас-

пределение флюидов в зоне проникновения может привести и к полному восстановлению исходного насыщения пластов. В этих случаях аналогичными исследованиями может быть получена геофизическая информация о количественном содержании пластовых флюидов. Очевидно, что такая возможность имеет особенно большое значение при изучении разрезов крепленых скважин старого фонда, простоявших два-три года и более. В таких скважинах дополнительные данные о характере насыщения пластов могут быть получены также путем изучения изменения минерализации цементного камня по стволу скважины. В этом случае разделение водоносных и нефтегазоносных пластов основано на том, что скорость осолонения цементного камня зависит от характера насыщения контактирующей с ним породы (рис. 9).

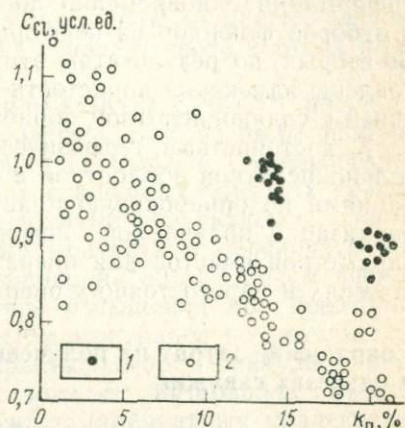


Рис. 9. Разделение в разрезах долго простоявших крепленых скважин нефтеносных и водоносных пластов по степени осолонения цементного камня.

1 — нефтеносные пласты; 2 — водоносные пласты

В неперфорированных интервалах крепленых скважин благоприятны условия и для целенаправленного изменения параметров пластов путем влияния на них термических и акустических полей, поскольку в этом случае результаты указанного воздействия практически не осложняются взаимодействием пластовых и заполняющих скважину флюидов. В перфорированных интервалах, если геофизические измерения выполняются непосредственно при опробовании скважин, например по схеме, аналогичной исследованиям в действующих эксплуатационных скважинах [78, 80], взаимодействие пластовых вод и заполняющих скважину флюидов можно также не учитывать. Это связано с тем, что регистрируемые изменения параметров пластов имеют в рассматриваемом случае одностороннюю направленность, так как при непрерывном отборе флюида в прискважинной части наблюдается лишь увеличение (постепенное или скачкообразное) содержания подвижных компонент из части пластов, не затронутой проникновением. В условиях непрерывного поступления флюидов из пластов обратный их поток исключается, а процессы диффузионного осолонения или опреснения протекают в прискважинной части пластов настолько медленно, что соответствующими изменениями их параметров при опробовании можно пренебречь.

В случае изучения перфорированных интервалов разреза

крепленных скважин особенно информативны повторные геофизические исследования, сопряженные с солянокислотной обработкой пластов, которые включают не менее трех циклов измерений: до обработки, после ее проведения и после освоения скважины. Такой комплекс обеспечивает, во-первых, получение информации одновременно по схемам принудительной закачки и отборов флюидов из перфорированных интервалов разреза. Во-вторых, по результатам этих исследований могут быть установлены изменения пористости прискважинной части пластов в связи с солянокислотной обработкой.

К достоинствам геофизических исследований, связанных с солянокислотной обработкой и с другими технологическими операциями по опробованию пластов, относится и возможность реализации получаемой информации по динамике изменения параметров пластов для оперативного регулирования этих трудоемких и дорогостоящих операций.

Сокращение затрат на получение информации о разрезах скважин

Ранее отмечалось, что наибольшие затраты средств и особенно времени на получение информации о разрезах скважин связаны с установлением продуктивности отложений путем выполнения опробовательских работ. Поэтому даже частичное сокращение объема этих работ с восполнением необходимых сведений о разрезе по результатам геофизических исследований, в том числе проведенных в крепленных скважинах, представляет несомненный интерес как резерв повышения экономической эффективности геологоразведочных работ.

Возможности уменьшения объема опробовательских работ на основе геофизических измерений в скважинах связывают с повышением достоверности положительных геофизических заключений о нефтегазоносности пластов и снижением количества неопределенных заключений. Применительно к этому на всех этапах развития геофизических исследований совершенствовали их комплексы, методики интерпретации результатов и т. п. Очевидно, что это традиционное направление развития геофизических работ останется одним из главных и в будущем. Для этой же цели могут быть привлечены и геофизические измерения в крепленных скважинах, в частности, в варианте повторных исследований в процессе расформирования зоны проникновения.

Однако обусловленные этим резервы сокращения опробовательских работ приурочены в основном к поисковому и начальной стадии разведочного этапам геологоразведочных работ и связаны с уменьшением числа безрезультативных опробований. Практический интерес представляет также частичное сокращение результативных опробований, например, на конечной стадии разведочного этапа изучения месторождений, когда определен-

ный объем этих опробований выполняют преимущественно с целью подтверждения возможности получения притока пластовых флюидов (нефть, газ) из объектов, продуктивность которых доказана. Допустимость частичного сокращения объема таких результативных опробований обусловлена тем, что по результатам повторных геофизических измерений в неперфорированных интервалах крепленных скважин может быть во многих случаях (см. рис. 7) получена информация о подвижности и типах пластовых флюидов.

Так, на газовом месторождении Уч-Кыр (УзССР) после завершения разведочных работ и подсчета запасов было пробурено несколько оценочных скважин. Повторные геофизические исследования, проведенные в этих скважинах после их крепления, позволили выявить в разрезе новые продуктивные пласты, уточнить положение газоводяного контакта и обосновать возможность прироста запасов примерно на 30%. Причем неопределенные заключения о характере насыщения по некоторым типам продуктивных пластов, сделанные ранее по результатам геофизических измерений в открытом стволе скважин, были связаны с развитием в соответствующих интервалах разреза низкопористых трещино-кавернозных карбонатных коллекторов.

Анализ фактического материала по месторождению показал, что для обоснования параметров этих типов пластов с целью пересчета запасов не обязательно проводить дополнительные опробовательские работы в скважинах, пробуренных после указанного уточнения характера насыщения пластов. Необходимая информация была получена путем повторных геофизических исследований, выполненных в новых эксплуатационных скважинах после их крепления, а также с помощью анализа по месторождению исходных данных, накопленных ранее при разведке. Очевидно, если бы характер насыщения указанных типов пластов был установлен и подтвержден опробованием на поисковом и начальной стадии разведочного этапов изучения месторождения, то было бы не обязательно выполнять опробовательские работы на конечной стадии разведки месторождения. Аналогичная схема обоснования параметров при пересчете запасов была использована в случаях завершения доразведочных работ на других месторождениях [8].

Из изложенного выше следует, что возможность геофизических исследований при изучении динамики изменения параметров прискважинной части пластов в скважинах, крепленных трубами, позволила наметить перспективы нового подхода к применению геофизической информации. Сущность этого подхода состоит в том, что геофизическая информация может быть в определенных условиях использована как средство перенесения результатов детальных опробовательских работ в ограниченном числе скважин на другие скважины того же месторождения. Таким образом, если раньше задача геофизических изме-

рений по выделению продуктивных пластов ограничивалась обоснованием объектов и прогнозом результатов опробования, то при рассмотренном подходе эти исследования на конечной стадии разведки месторождений должны частично заменить работы по опробованию. Причем экономический эффект будет обусловлен не только сокращением затрат средств на проведение самих опробований, но и увеличением числа разведочных скважин, которые в последующем могут быть использованы в качестве эксплуатационных.

Предпосылки повышения эффективности геологоразведочных работ на основе геофизических измерений в крепленных скважинах связаны также с возможностью уменьшения простоев в бурении, обусловленных проведением работ по получению геофизической информации о разрезе. Как отмечено выше, наиболее перспективным направлением в развитии геофизических исследований, обеспечивающим уменьшение таких простоев, является сопряжение соответствующих комплексов измерений с процессами бурения, а также опробования пластов в открытом стволе и в закрепленной скважине.

Методику и аппаратуру для геофизических измерений в процессе бурения и опробования в открытом стволе разрабатывают ряд организаций [46]. Однако завершение этих разработок отодвигается на неопределенно большой срок, когда цели таких измерений определяют исходя из необходимости получения всей или даже большей части нужной геофизической информации о разрезе. Дело значительно упрощается, если на промежуточной и конечной стадиях разведочного этапа цели работ ограничить получением сведений, достаточных для ориентировки забоя скважины и определения оптимального места постановки башмака обсадной колонны, а на остальных стадиях — для решения вопроса о целесообразности спуска обсадной колонны.

Такое лимитирование целей геофизических исследований в процессе бурения и опробования в открытом стволе возможно при условии, что остальная геофизическая информация будет получена одновременно с проведением технологических операций по креплению скважин и опробованию пластов после крепления. Таким образом, перспективы постепенного перехода от применяющейся методики извлечения массовых геофизических данных преимущественно при простоях в бурении к получению сведений при проведении геофизических измерений одновременно с выполнением технологических операций по сооружению и испытаниям скважин в значительной мере связаны с развитием комплекса геофизических методов исследований в крепленных скважинах.

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАСШИРЕНИЯ КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В КРЕПЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ

При геофизических исследованиях в скважинах, крепленных трубами, на результаты измерений оказывают существенное влияние обсадная колонна и цементное кольцо. Это приводит к ухудшению соотношения полезный сигнал — помеха. Для ряда методов искажающее влияние столь велико, что исключает возможность получения достоверной информации о разрезах. В связи с этим комплекс методов, применение которого может быть целесообразным для получения сведений о геофизических параметрах пластов, рассматривается ниже с точки зрения помехозащищенности методов от искажающего влияния обсадной колонны и цементного кольца.

Применяющиеся методы изучения разрезов в крепленных скважинах

В настоящее время для получения информации о разрезах крепленных скважин в производственных масштабах используют следующие методы.

1. Гамма-каротаж (ГК), результаты которого привлекают в основном для оценки глинистости пластов по их общей естественной гамма-активности. Как показано в работах [5, 52], более информативна модификация спектрометрического ГК. Однако из-за отсутствия соответствующей аппаратуры эта модификация недостаточно широко опробована даже в условиях некрепленных скважин, бурящихся на нефть и газ. Поэтому преждевременно оценивать и геолого-экономическую целесообразность массового применения спектрометрического ГК при поисках и разведке нефтегазовых месторождений.

2. Нейтронный каротаж (НК), который применяют в модификациях нейтронного гамма-каротажа (НГК), нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННК-Т) и весьма ограниченно нейтрон-нейтронного каротажа по надтепловым нейтронам (ННК-Н). При комплексной количественной интерпретации геофизических материалов данные НК используют для определения водородосодержания пластов, по которому оценивают их пористость, газоносность и т. п. В определенных условиях материалы НК (НГК и ННК-Т) могут быть применены при качественной оценке и для расчленения разрезов скважин по хлоросодержанию пластов.

3. Импульсный нейтронный каротаж (ИНК), который в последние годы начали использовать в практике геологоразведочных работ во все возрастающих масштабах. В настоящее время ИНК применяют в основном в модификации импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК), в меньшей мере импульсного нейтронного гамма-каротажа (ИНГК). При этом в качестве интерпретационного геофизического параметра применяют, как правило, величину λ_{π} — декремент затухания плотности нейтронов (при ИННК), или интенсивности потока гамма-квантов (при ИНГК). Для качественных оценок в ряде случаев привлекают и регистрируемые при ИНК показания $I_{\text{ИНК}}$ [33, 44, 55, 89].

4. Опробование пластов приборами на кабеле, которое по своей физической основе не является методом геофизических исследований, но применяется в комплексе геофизических работ и имеет много общего с ними в методике и технике скважинных измерений. Используемые типы опробователей, например ОПО-5-6, обеспечивают изоляцию небольшого участка стенки колонны от остальной части ствола скважины с помощью прижимного герметизирующего элемента, перфорацию колонны на этом изолированном участке, отбор пробы флюида через перфорационное отверстие, герметизацию пробы в баллоне опробователя и вынос ее на поверхность для последующего анализа. Приборы ОПО-5-6 оснащены также датчиками, позволяющими регистрировать изменение давления в баллоне опробователя в процессе отбора флюида. При комплексной интерпретации обычно используют состав отобранных проб флюидов и давление в баллоне, по которому в определенных условиях можно определить пластовое давление [12, 31, 60].

Искажающее влияние обсадной колонны и цементного кольца на результаты ГК и НК детально рассмотрено в работах [13, 14, 37, 64, 78]. Там же изложены методики учета скважинных условий измерений при интерпретации результатов исследований. Следует лишь отметить, что эти методики основаны на интерпретационных схемах, предусматривающих использование опорных пластов, параметры которых предполагают известными. При этом, как показано в работе [13], определение гамма-активности пластов по данным ГК обеспечивается с достаточной точностью при различных конструкциях крепленных скважин, типичных для практики геологоразведочных работ.

Применительно к использующимся однозондовым модификациям НК влияние конструкции крепленной скважины, а также минерализации жидкости в колонне и пласте таково, что в ряде случаев количественное определение водородосодержания пластов становится невозможным. Это бывает прежде всего при исследованиях в крепленных скважинах диаметром 250 мм и более с переменным эксцентриситетом обсадной колонны. Нередко ситуация усугубляется из-за отсутствия в изучаемом раз-

резу опорных пластов или недостаточной обоснованности их параметров, что характерно, например, для поискового бурения и особенно при изучении карбонатных разрезов [6].

Значительно более помехоустойчивым к изменению скважинных условий измерений является ИНК. Применительно к интерпретационным параметрам $\lambda_{\text{п}}$ и $I_{\text{ИНК}}$ мерой влияния конструкции крепленной скважины может служить число градаций, на которые разделяются пласты по сечению поглощения нейтронов μ на некоторую величину $\mu_{\text{max}} - \mu_{\text{min}}$. Согласно работам [5, 86], число градаций g_{λ} по параметру $\lambda_{\text{п}}$ и g_I по параметру $I_{\text{ИНК}}$ может быть определено по формулам:

$$g_{\lambda} = \frac{\lambda_{\text{п}}(\mu_{\text{max}}) - \lambda_{\text{п}}(\mu_{\text{min}})}{\Delta}; \quad (4)$$

$$g_I = \frac{\ln \frac{I_{\text{ИНК}}(\mu_{\text{max}})}{I_{\text{ИНК}}(\mu_{\text{min}})}}{\delta}, \quad (5)$$

где Δ и δ — соответственно полная относительная погрешность определения параметра $I_{\text{ИНК}}$ и абсолютная погрешность.

Искажающее влияние скважинных условий измерений на результаты ИНК в основном обусловлено изменениями диаметра скважины, а также минерализаций (хлоросодержания) жидкости в колонне и цементного кольца. В табл. 5 приведены результаты расчета числа градаций при неопределенности (погрешности) в значениях диаметра скважины ± 5 мм ($g'_{\lambda, I}$), минерализации жидкости в колонне ± 20 г/л NaCl ($g''_{\lambda, I}$) и минерализации цементного кольца ± 50 г/л NaCl ($g'''_{\lambda, I}$), а также числа градаций $G_{\lambda I}$ при одновременном влиянии всех указанных факторов. Расчет выполнен для различных времен задержки t_3 и случая $\mu_{\text{max}} - \mu_{\text{min}} = 3 \text{ мс}^{-1}$ (последнее соответствует, например, разнице в сечении поглощения нейтронов в водоносном и нефтеносном пласте при его пористости 20% и минерализации пластовой воды 180 г/л NaCl). Данные из табл. 5 могут быть использованы и с целью определения числа градаций для иных условий по следующей формуле:

$$g_I = g \frac{\mu'_{\text{max}} - \mu'_{\text{min}}}{\mu_{\text{max}} - \mu_{\text{min}}}, \quad (6)$$

где g — число градаций, определяемых формулами (4) и (5) при заданных значениях пористости 20% и минерализации пластовых вод 180 г/л; g_I — число градаций по $\lambda_{\text{п}}$ или $I_{\text{ИНК}}$ для произвольных значений пористости и минерализации; μ'_{max} и μ'_{min} — сечения поглощения нейтронов соответственно в водоносном и нефтеносном пластах для произвольных значений пористости и минерализации пластовой воды.

Условия скважинных измерений			Модификация ИНК	Положение обсадной колонны в скважине	t_z , мс	Число градаций при разделении по данным ИНК пластов, различающихся по величине поглощения нейтронов на 3 мс^{-1}							
диаметр скважины, мм	минерализация цементного камня, г/л NaCl	минерализация жидкости в скважине, г/л NaCl				по параметру $I_{\text{ИНК}}$				по параметру $\lambda_{\text{П}}$			
						g'_I	g''_I	g'''_I	G_I	g'_λ	g''_λ	g'''_λ	G_λ
200	0	0	ИННК	Центрирована	0,6	7,9	5,8	4,3	3,2	40	>50	>50	32
					0,8	19,0	11,0	6,3	5,2	>50	>50	>50	>50
					1,0	21,0	16,0	8,3	6,9	>50	>50	>50	>50
200	0	0	»	Нецентрирована	0,6	29,0	19,0	5,5	5,2	>50	>50	>50	>50
					0,8	36,0	29,0	7,5	7,1	>50	>50	>50	>50
					1,0	45,0	38,0	9,5	9,0	>50	>50	>50	>50
200	0	0	ИНГК	Центрирована	0,6	22,0	18,0	7,2	6,4	>50	>50	>50	>50
					0,8	26,0	25,0	9,3	8,3	>50	>50	>50	>50
					1,0	31,0	31,0	11,0	10,0	>50	>50	>50	>50
200	0	200	ИННК	Центрирована	0,6	4,7	7,3	5,2	3,1	>50	>50	>50	>50
					0,8	6,9	12,0	7,4	4,6	>50	>50	>50	>50
					1,0	9,1	17,0	9,5	6,1	>50	>50	>50	>50
200	0	200	»	Нецентрирована	0,6	21,0	20,0	6,2	5,8	>50	>50	>50	>50
					0,8	30,0	30,0	8,4	7,8	>50	>50	>50	>50
					1,0	38,0	39,0	10,0	9,7	>50	>50	>50	>50
200	0	200	ИНГК	Центрирована	0,6	21,0	10,0	31,0	8,7	>50	>50	>50	>50
					0,8	32,0	16,0	38,0	13,0	>50	>50	>50	>50
					1,0	43,0	22,0	44,0	18,0	>50	>50	>50	>50
200	200	0	ИННК	Центрирована	0,6	6,5	5,6	4,2	3,0	22	>50	>50	20
					0,8	14,0	11,0	6,5	5,2	43	>50	>50	37
					1,0	15,0	17,0	8,6	6,8	>50	>50	>50	>50
200	200	0	»	Нецентрирована	0,6	16,0	20,0	5,7	5,2	>50	>50	>50	>50
					0,8	20,0	32,0	7,9	7,1	>50	>50	>50	>50
					1,0	24,0	43,0	9,9	8,9	>50	>50	>50	>50

200	200	0	ИНГК	Центрирована	0,6	22,0	50,0	4,1	4,0	>50	>50	>50	>50
					0,8	28,0	50,0	6,2	6,1	>50	>50	>50	>50
					1,0	35,0	50,0	8,3	8,1	>50	>50	>50	>50
200	200	200	ИННК	Центрирована	0,6	4,2	7,5	5,4	3,0	>50	>50	>50	>50
					0,8	5,9	13,0	7,7	4,4	>50	>50	>50	>50
					1,0	7,6	18,0	9,8	5,7	>50	>50	>50	>50
200	200	200	»	Нецентрирована	0,6	13,0	22,0	6,5	5,7	>50	>50	>50	>50
					0,8	18,0	34,0	8,7	7,6	>50	>50	>50	>50
					1,0	26,0	44,0	11,0	9,5	>50	>50	>50	>50
200	200	200	ИНГК	Центрирована	0,6	19,0	50,0	33,0	16,0	>50	>50	>50	>50
					0,8	27,0	50,0	40,0	22,0	>50	>50	>50	>50
					1,0	34,0	50,0	46,0	27,0	>50	>50	>50	>50
300	0	0	ИННК	Центрирована	0,6	3,9	1,6	0,8	0,7	>50	>25	5,0	4,9
					0,8	18,0	1,8	1,2	1,0	>50	>50	9,8	9,6
					1,0	25,0	3,7	1,6	1,5	>50	>50	22	21
300	0	0	»	Нецентрирована	0,6	17,0	6,9	1,1	1,0	>50	>50	18	17
					0,8	24,0	14,0	1,6	1,6	>50	>50	26	26
					1,0	31,0	21,0	2,2	2,2	>50	>50	36	36
300	0	0	ИНГК	Центрирована	0,6	15,0	28,0	4,9	4,6	>50	>50	37	36
					0,8	25,0	66,0	7,0	6,8	>50	>50	45	44
					1,0	34,0	50,0	9,2	8,9	>50	>50	>50	>50
300	0	200	ИННК	Центрирована	0,6	17,0	1,3	0,9	0,7	>50	24	23	17
					0,8	23,0	3,0	1,5	1,3	>50	49	30	25
					1,0	30,0	5,0	2,1	1,9	>50	>50	38	36
300	0	200	»	Нецентрирована	0,6	19,0	8,7	1,2	1,2	>50	>50	28	27
					0,8	26,0	16,0	1,9	1,9	>50	>50	33	32
					1,0	35,0	23,0	2,5	2,6	>50	>50	40	39
300	0	200	ИНГК	Центрирована	0,6	47,0	25,0	5,1	5,0	>50	>50	37	36
					0,8	50,0	50,0	7,7	7,6	>50	>50	43	43
					1,0	50,0	50,0	10,0	9,9	>50	>50	>50	>50
300	200	0	ИННК	Центрирована	0,6	2,4	0,3	0,5	0,2	22	13	6,9	5,9
					0,8	4,5	1,3	1,0	0,8	46	30	14	12
					1,0	7,5	3,7	1,7	1,5	>50	>50	30	28

Условия скважинных измерений			Модификация ИНК	Положение обсадной колонны в скважине	t_3 , мс	Число градаций при разделении по данным ИНК пластов, различающихся по величине поглощения нейтронов на 3 мс ⁻¹							
диаметр скважины, мм	минерализация цементного камня, г/л NaCl	минерализация жидкости в скважине, г/л NaCl				по параметру $I_{ИНК}$				по параметру λ_{II}			
						g_I'	g_I''	g_I'''	G_I	g_{λ}'	g_{λ}''	g_{λ}'''	G_{λ}
300	200	0	ИННК	Нецентрирована	0,6	5,2	6,5	1,2	1,1	>50	>50	24	22
					0,8	8,2	17,0	2,2	1,9	>50	>50	33	31
					1,0	12,0	29,0	2,8	2,7	>50	>50	43	42
300	200	0	ИНГК	Центрирована	0,6	16,0	38,0	4,9	4,6	>50	>50	42	41
					0,8	26,0	50,0	8,0	7,7	>50	>50	>50	44
					1,0	35,0	50,0	11,0	10,0	>50	>50	>50	>50
300	200	200	ИННК	Центрирована	0,6	4,7	1,1	1,1	0,8	>50	12	28	10
					0,8	8,0	3,8	2,0	1,6	>50	24	35	19
					1,0	11,0	6,2	2,7	2,4	>50	>50	>42	36
300	200	200	»	Нецентрирована	0,6	6,8	10,0	1,7	1,6	>50	>50	32	29
					0,8	9,8	21,0	2,5	2,4	>50	>50	37	35
					1,0	13,0	33,0	3,2	3,1	>50	>50	44	43
300	200	200	ИНГК	Центрирована	0,6	21,0	48,0	7,0	6,7	>50	>50	40	39
					0,8	30,0	50,0	9,9	9,3	>50	>50	47	46
					1,0	39,0	50,0	12,3	11,7	>50	>50	>50	>50

Полученные результаты расчета позволяют сделать следующие выводы.

1. Уровень помехозащищенности ИННК примерно в 1,5 раза ниже, чем уровень ИНГК. При этом с увеличением времени задержки t_3 в пределах 0,6—1 мс число градаций увеличивается в 1,5—2 раза.

2. Из рассмотренных искажающих факторов наибольшее влияние на параметр $I_{\text{ИНК}}$ оказывает диаметр скважины. Его влияние несколько уменьшается с увеличением времени задержки t_3 . При больших диаметрах скважины (300 мм) разделение водоносных и нефтеносных пластов по показаниям ИННК возможно при $t_3 \geq 1$ мс и центрированном положении колонны и при $t_3 > 0,8$ мс и эксцентрическом положении колонны. Метод ИНГК позволяет те же пласты разделять в трех-четыре градациях при $t_3 = 0,6$ мс и в шести—восьми градациях при больших значениях t_3 .

3. Помехозащищенность параметра $\lambda_{\text{П}}$ к изменению скважинных условий измерений существенно выше, чем параметра $I_{\text{ИНК}}$. При этом даже в наименее благоприятном случае (модификация ИННК, малые времена задержки, большой диаметр скважины, центрированная колонна) по результатам измерений $\lambda_{\text{П}}$ обеспечивается дифференциация пластов для принятых условий расчета в пяти-шести градациях.

4. Декременты $\lambda_{\text{П}}$, определенные по данным ИНГК, в 2—5 раз более устойчивы к изменению скважинных условий измерения, чем при ИННК. Из всех искажающих факторов наиболее существенное влияние на параметр $\lambda_{\text{П}}$ оказывает изменение диаметра скважины. По этому параметру наибольшее число градаций при заданном диаметре скважины получается в случае заполнения колонны минерализованной водой и цементного кольца, не содержащего хлора.

Столь высокая помехозащищенность ИНК в первую очередь при использовании параметра $\lambda_{\text{П}}$ к изменению конструкции и заполнению крепленной скважины подтверждена опытом использования метода в производственной практике [21, 63, 68, 90]. Приведенные данные свидетельствуют также о том, что одним из направлений дальнейшего повышения помехоустойчивости ИНК к изменению скважинных условий является увеличение времени задержки t_3 , что без потери в статистической точности измерений и при использовании применяемых детекторов излучений может быть достигнуто путем повышения выхода нейтронов.

Многозондовый нейтронный каротаж

В целях уменьшения влияния конструкции скважин и минерализации жидкости в скважине и пласте на результаты НК была предложена [1, 6, 84] более помехоустойчивая модификация метода — многозондовый нейтронный каротаж (МНК). Эта

модификация в ряде зарубежных фирм является в настоящее время основной при использовании нейтронного каротажа для определения водородсодержания пластов. В СССР аппаратура МНК в варианте, описанном в работе [84], подготавливается к внедрению. Возможности МНК при использовании этой аппаратуры могут быть показаны в сравнении с однозондовым НГК, для которого наиболее полно изучено искажающее влияние скважинных условий измерений. В сопоставлении, приведенном ниже, использованы результаты экспериментальных работ с опытным образцом такой аппаратуры на натуральных моделях пласта.

Искажающее влияние различных факторов на показания МНК изучали на моделях песчаника с коэффициентом пористости, равным 22; 30 и 40%, и известняка с $k_{п}$, составляющим 1; 4; 11,4; 22,5; 37 и 40%. Удельный вес жидкости в скважине изменялся в пределах 0,96—1,92 гс/см³. Полученные экспериментальные результаты представлены в табл. 6.

Таблица 6

Искажающий фактор	Диапазон изменения искажающего фактора	Погрешность определения искажающего фактора	Погрешность определения $k_{п}$, %	
			при НГК	при МНК
Диаметр скважины	200—300 мм	± 5 —10 мм	0,5—1,0	0,1—0,3
Толщина колонны	8—20 мм	± 1 —2 мм	1,0—2,0	0,3—0,7
Толщина цементного кольца	0—50 мм	± 10 мм	1,6	0,5—0,8
Минерализация глинистого раствора	0—180 г/л	10% отн.	0,4—1,0	0,06—0,1
Минерализация пластовой жидкости	0—180 г/л	10% отн.	0,4—1,0	0,06—0,1

Приведенные результаты модельных работ показывают, что искажающее влияние скважинных условий измерений на данные МНК ниже сравнительно с однозондовым НГК в 3—5 раз при одном и том же изменении диаметра скважины и в 8—10 раз при одинаковом изменении минерализаций пластовой жидкости и глинистого раствора. Необходимо особо отметить, что влияние последнего фактора вносит значительную неоднозначность в данные НГК и ННК-Т при исследовании скважин с высокоминерализованными пластовыми водами, а также в случае бурения на минерализованных растворах при наличии зоны проникновения фильтра глинистого раствора в пласт. Существенно меньшая зависимость показаний МНК от минерализаций пластовых вод и глинистого раствора способствует применению этого метода для оценки пористости пластов по их водородсодержанию в скважинах как непосредственно после крепления, так и старого фонда, в том числе при осолонении цементного кольца.

Согласно работе [6], значительное влияние на точность определения водородосодержания (пористости) пластов по данным однозондовых модификаций НК оказывает эксцентриситет обсадной колонны. Для МНК влияние этого фактора в тех же скважинных условиях измерений в 2 раза меньше, но также должно учитываться, например, по результатам НК зондами небольших размеров. Необходимо также отметить, что различия в искажающем влиянии конструкции креплений скважины на данные НК и МНК существуют при $k_{\text{п}}$ пластов до 20—25%. При больших величинах коэффициента пористости и соответственно водородосодержания МНК не имеет существенных преимуществ по сравнению с однозондовыми модификациями НК по значительной части искажающих факторов, за исключением минерализаций жидкости в колонне, пласте и цементном камне, влияния которых на результаты однозондового НК возрастают с увеличением водородосодержания пластов.

Плотностной гамма-гамма-каротаж

Плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-П) используют в практике геологоразведочных работ на нефть и газ в основном для определения пористости пластов по их плотности. В настоящее время ГГК-П осуществляют аппаратурой с ампульными источниками, в которой размеры зондов не превышают 30—40 см [20, 21].

При указанных размерах зондов влияние конструкции крепленной скважины на результаты ГГК-П детально рассмотрено в ряде работ [9, 20, 25] применительно к возможностям метода при оценке качества цементирования скважин и степени износа обсадной колонны. Там же показано, что искажающее влияние обсадной колонны, поскольку ее плотность значительно выше плотности окружающих ее сред (осадочные горные породы, цементный камень), приводит в основном к ослаблению регистрируемого гамма-излучения, рассеянного в этих средах. Степень такого ослабления определяется преимущественно толщиной колонны. В то же время при соответствующих схемах измерений, например при двухзондовой модификации ГГК-П, искажающее влияние обсадной колонны не приводит к существенным изменениям дифференциации по плотности окружающих ее сред [85].

Аналогичное положение бывает в случае использования зондов ГГК-П больших размеров. Так, стальная колонна толщиной 0,8 см при плотности окружающей ее среды 2—3 г/см³ ослабляет регистрируемое рассеянное гамма-излучение примерно в 2,5—3 раза при зондах размерами 60 см и более. Однако, как показано в работах [25, 57], и в этом случае искажающее влияние собственно обсадной колонны по существу не приводит к

изменению дифференциации по плотности, если толщина колонны достигает даже 2—3 см.

Значительно сложнее обстоит дело с исключением или учетом влияния цементного кольца, плотность которого соизмерима и даже несколько ниже, чем у осадочных горных пород. При таком соотношении плотностей влияние цементного кольца связано не только с дополнительным ослаблением излучения, рассеянного в породе, но и с возникновением искажающего излучения, рассеиваемого в самом цементе. Последнее приводит к уменьшению дифференциации показаний ГГК-П по плотности горных пород. Причем доля такого искажающего излучения в общем регистрируемом сигнале столь велика, что, например, при использовании применяющихся модификаций аппаратуры ГГК-П это практически исключает возможность оценки плотности пород при исследованиях в крепленных скважинах [20, 85].

В последние годы выполнен значительный объем теоретических и экспериментальных работ по поискам путей снижения влияния параметров зазора между скважинным прибором и горной породой (параметров ближней зоны) на данные, регистрируемые при ГГК-П. Предложены двухлучевой метод и метод временного анализа гамма-поля.

Сущность описанного в работе [85] двухлучевого метода состоит в жесткой коллимации источника гамма-излучения и двух детекторов и регистрации преимущественно однократно рассеянных гамма-квантов. В этом случае отношение скоростей счета двух детекторов значительно меньше зависит от параметров ближней зоны. Метод был проверен экспериментально, и в настоящее время разрабатывается аппаратура. Однако применительно к условиям крепленных скважин и при использовании изотопных источников необходимы такие расстояния между источником и детекторами, при которых скорость счета рассеянного излучения очень мала, даже если используют источники активностью около 100 мКи, т. е. максимально допустимой по соображениям техники безопасности.

В настоящее время проводят работы и по экспериментальной проверке метода временного анализа гамма-поля. Сущность его заключается в том, что источником излучения служит изотоп, например ^{60}Co , испускающий каскадно два гамма-кванта, один из которых используют как временную метку испускания второго кванта. Последний затем регистрируют как рассеянный. В этом случае при регистрации рассеянных гамма-квантов с задержкой более 3—4 мкс можно исключить влияние ближней зоны в крепленной скважине при толщине обсадной колонны до 10 мм и цементного кольца до 20—40 мм, в том числе при эксцентрическом их расположении в скважине.

Однако и метод временного анализа гамма-поля имеет некоторые недостатки. Во-первых, время затухания гамма-поля таково, что требуется использование сложной аппаратуры на-

носекундного диапазона. Во-вторых, и в этом случае бывает очень низкая скорость счета рассеянного излучения, что исключает возможность применения метода в комплексе массовых геофизических работ. Так, при источниках активностью в несколько милликюри требуются десятки минут для проведения измерений в каждой точке при остановленном приборе в скважине.

Одним из возможных и, очевидно, наиболее перспективных путей повышения глубинности ГГК-П при исследованиях в крепленных скважинах является использование в скважинной аппаратуре управляемых источников (генераторов) гамма-квантов большой мощности. Как показано в работах [57, 58, 67], в настоящее время нет непреодолимых трудностей для создания в габаритах скважинного прибора такого генератора с энергией гамма-квантов 0,5—1,0 МэВ со средним током ускоренных электронов, составляющим десятки—сотни микроампер, что соответствует активности излучателя 10^2 — 10^3 Ки.

При проведении ГГК-П с источником гамма-излучения указанной интенсивности возможность увеличения размеров зондов, апертуры коллимации и т. п. без потерь в статистической точности измерений обеспечивает общее увеличение дифференциации по плотности пород. Кроме того, при этом снижается и доля в регистрируемом сигнале искажающего излучения, рассеиваемого в ближней зоне, в том числе в цементном кольце. В качестве примера, иллюстрирующего этот вывод, на рис. 10 приведены результаты модельных работ с натурным макетом аппаратуры ГГК-П, в которой использован управляемый источник интенсивного гамма-излучения. Из приведенных данных следует, в частности, что для скважин диаметром 190 мм дифференциация по плотности пород при измерениях в некрепленной скважине зондом размером 25 см с апертурой коллимации детектора, равной трем, примерно та же, что в крепленной скважине уже при зонде размером 49 см с апертурой коллимации, равной единице (соответствующие кривые на графиках практически параллельны). Вместе с тем, при использовании генераторов гамма-квантов с указанными параметрами возможно как дальнейшее увеличение размеров зонда, так и применение более жесткой коллимации. Однако до широкого опробования аппаратуры ГГК-П с генератором гамма-квантов в производственных условиях преждевременно

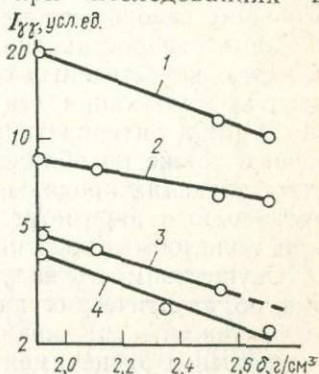


Рис. 10. Зависимость показаний ГГК-П от плотности пород.

1 — размер зонда 25 см, апертура коллимации 3, некрепленная скважина; 2 — то же, крепленная скважина; 3 — размер зонда 49 см, апертура коллимации 0,7, крепленная скважина; 4 — то же, апертура коллимации 1, крепленная скважина

делать окончательные выводы о возможностях метода, в первую очередь применительно к количественному определению плотности пластов по результатам измерений в крепленных скважинах.

Акустический каротаж

При комплексной количественной интерпретации геофизических материалов результаты акустического каротажа (АК) в основном используют для определения пористости пластов по скорости распространения в них продольных и поперечных волн. С целью качественных оценок привлекают и данные о коэффициентах затухания этих волн. Согласно работам [34, 39, 53, 64, 78], при интерпретации результатов АК могут быть использованы также преобладающие частоты в волновых пакетах, соответствующих продольным и поперечным волнам, и некоторые производные параметры — отношения амплитуд и скоростей этих волн, обмен энергиями между ними и т. п.

Осуществимость получения в крепленной скважине информации об акустических параметрах пластов и необходимые для этого режимы скважинных измерений были определены теоретическими и экспериментальными работами. Однако созданные ранее типы аппаратуры (АСКУ-1, ПАКТ-1) не нашли практического применения, так как их методические и метрологические характеристики не обеспечивали достаточно полного использования возможностей этого эффективного геофизического метода. Основным недостатком аппаратуры АСКУ-1 является применение электрогидравлического источника упругих волн, спектр излучения и энергия которого существенно зависят от давления и температуры в скважине. Кроме того, волновые картины, регистрируемые этой аппаратурой, требуют длительной ручной обработки, а создание соответствующего вычислителя сопряжено с принципиальными трудностями в связи с нестабильностью формы и спектра излучаемого импульса. Не доведена до производственного применения и аппаратура ПАКТ-1 в основном из-за небольшой информативности — при ее использовании с достаточной надежностью обеспечивается лишь регистрация полной энергии акустического сигнала.

Однако несмотря на недостатки указанной аппаратуры, разработка которой была доведена до создания опытных образцов, ее опробование подтвердило выводы о возможности применения метода в крепленных скважинах. На основе опыта разработки этой аппаратуры и опробования, а также дополнительного комплекса работ по обоснованию режимов измерений в крепленных скважинах в начале 70-х годов была создана более совершенная аппаратура акустического каротажа [3, 53], выпуск которой подготавливают в настоящее время.

Опробование этой аппаратуры подтвердило вывод о том, что

в крепленной скважине существуют все основные типы объемных и поверхностных волн, возникающие в открытом стволе. Вместе с тем металлическая колонна и цементное кольцо обуславливают ряд специфических особенностей волнового процесса в таких скважинах. Во-первых, на волновой картине АК появляются дополнительные типы волн, распространяющихся по обсадной колонне и цементному кольцу.

Во-вторых, кинематические и динамические характеристики как волн по породе, так и волн-помех, в том числе по колонне и затрубному пространству, в значительной мере зависят от условий на контактах цементного кольца с колонной и породой, соотношения волновых сопротивлений колонны и горных пород и т. п.

Методы математического и физического моделирования позволяют в настоящее время изучать волновые поля при двух условиях на границах контактирующих сред — жестком и скользящем контактах¹. Результаты расчетов, моделирования и натуральных измерений [34, 56] показывают, что в определенном диапазоне частот и в случае жесткого контакта цементного камня с породой и колонной волновая картина АК в крепленных скважинах мало отличается при прочих равных условиях от волновой картины, полученной в открытом стволе (рис. 11). Практическое совпадение абсолютных значений скоростей и затухания сигнала АК наблюдается в низкочастотном диапазоне, например 3—15 кГц. При более высоких частотах проявляется дисперсия скоростей головных объемных волн, достигающая 40—60%, а также их дополнительное затухание. Причиной дисперсии объемных волн в этом случае является образование обобщенных волн, которые при распространении интегрируют свойства контактирующих сред.

В случае скользящих контактов на границах цементного кольца с породой и колонной или при отсутствии в затрубном

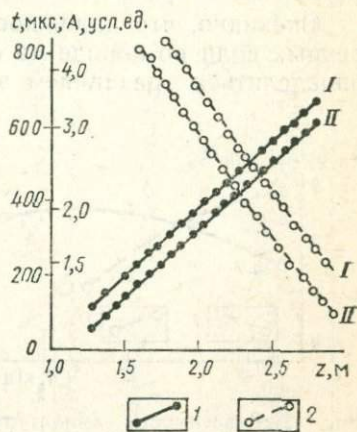


Рис. 11. Зависимость времени t распространения (1) и амплитуды A (2) волны в породе от расстояния между источником и приемником акустических волн для крепленной (I) и некрепленной (II) скважин

¹ В теории акустического каротажа [56] под жестким понимается контакт, при котором на границе раздела сред нормальные и тангенциальные напряжения и смещения непрерывны, тогда как при скользящем контакте на границе непрерывны только нормальные напряжения, а касательные обращаются в нуль.

пространстве цементного камня ни при каких частотах не происходит обобщения упругих свойств контактирующих сред, и волны по колонне и породе распространяются независимо друг от друга. Эти случаи характеризуются, с одной стороны, наименьшими погрешностями при оценке параметров объемных волн, а с другой — наибольшими трудностями выделения волн по породе на фоне интенсивных волн по колонне.

Очевидно, что надежность выделения продольных и поперечных волн по породе на фоне волн-помех будет прежде всего определяться различием энергий (амплитуд) и спектрального

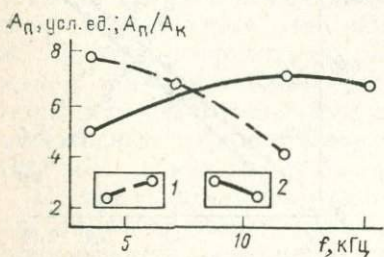


Рис. 12. Зависимость амплитуды головной волны по породе (1) и отношения амплитуд головной волны по породе A_n и обсадной колонне A_k (2) от частоты акустического поля

состава соответствующих волн. Согласно работе [56], при понижении частоты излучаемой волны до 3 кГц, несмотря на уменьшение абсолютного уровня амплитуд головных объемных волн, увеличивается отношение амплитуд волны по породе и колонне (рис. 12). Спектральный анализ волн, распространяющихся по колонне, показывает, что максимум спектральной плотности сигнала по колонне существенно зависит от условий на контакте ее с цементным камнем. При этом наибольшая спектральная плотность наблюдается в полосе 12—14 кГц

(в случае отсутствия цемента в затрубном пространстве).

Как правило, большее различие максимумов спектральных плотностей наблюдается для волн по колонне и поперечных волн. Поэтому последние легче определить по спектральному составу. Вместе с тем, при отсутствии цемента в затрубном пространстве интенсивность волн по породе мала, и возможность их выделения на фоне высокоамплитудных волн по колонне в настоящее время представляется сомнительной.

Таким образом, в условиях крепленных скважин при выборе соответствующей системы скважинных наблюдений и жестком контакте на границе цементного камня с породой и колонной может быть получена информация об акустических параметрах пластов (рис. 13). При этом погрешность определения кинематических и динамических характеристик акустических сигналов по существу не превышает погрешности их определения в открытом стволе. В случае скользящего контакта на границе цементный камень — колонна отмечается частичная потеря информации о пластах, так как становится невозможным использовать абсолютные значения амплитуд волн, распространяющихся по породе, хотя можно прибегнуть к их отношениям.

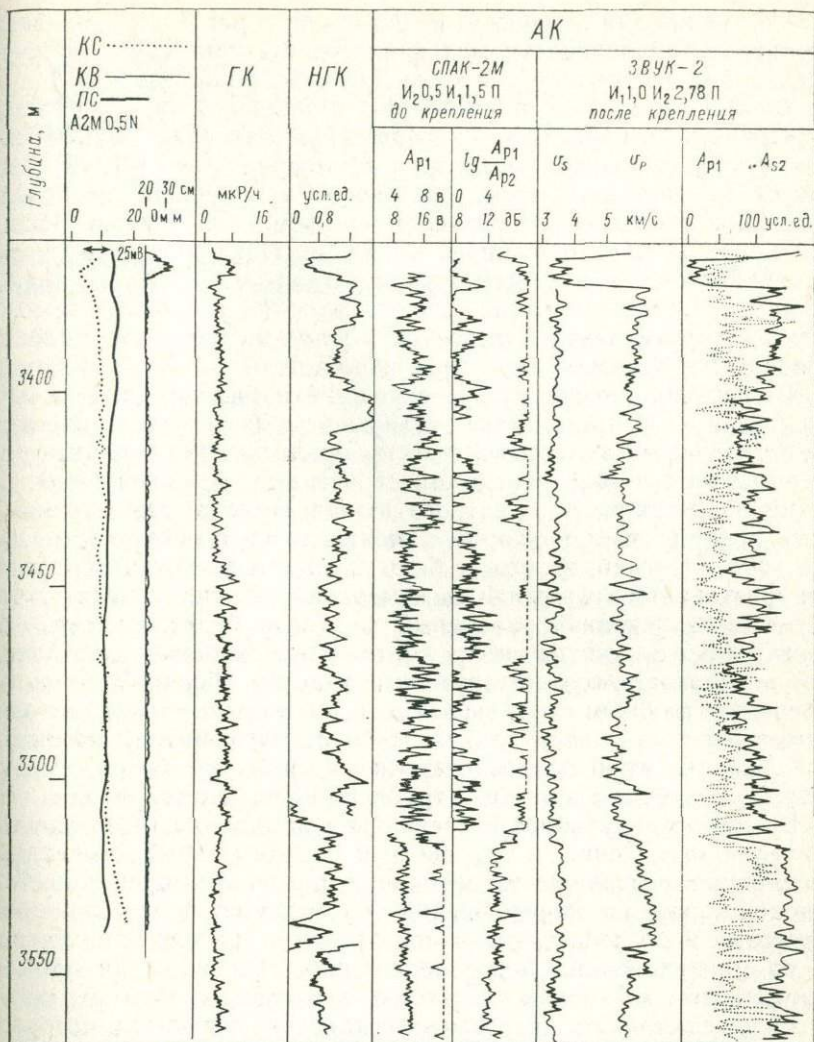


Рис. 13. Сопоставление результатов АК в скв. 412 до крепления и после.
 A_{p1} , A_{p2} — амплитуды волн соответственно в первом и во втором каналах

Другие геофизические методы

Искажающее влияние факторов, обусловленных конструкцией крепленных скважин, особенно значительно для геофизических методов, основанных на изучении электромагнитных полей. Так, из-за экранирующего влияния металлической обсадной колонны, удельная электрическая проводимость которой на несколько порядков больше, чем у осадочных горных пород, не могут быть

использованы для получения информации о разрезах крепленных скважин применяющиеся модификации электрического, диэлектрического, магнитного и ядерно-магнитного каротажа.

В 60-х годах был теоретически обоснован новый метод электрического каротажа — дивергентный каротаж. Одна из его модификаций, разрабатываемая в настоящее время [71, 72], реализует оригинальную идею, состоящую в измерении по стволу крепленной скважины сопротивления заземления участка обсадной колонны, фиксированного по длине. Однако рассматриваемая модификация дивергентного каротажа, как и другие аналогичные системы, основанные на определении удельных электрических сопротивлений пластов по сопротивлению заземления обсадных труб, имеет серьезные недостатки.

Во-первых, измеряемый в скважине параметр даже в идеальном случае определяется не только удельным электрическим сопротивлением пород в соответствующем участке колонны, но и геометрией и электрическими свойствами самой колонны, а также прилегающего цементного кольца. Правда, учет искажающего влияния этих факторов, изменяющихся по стволу скважины, хотя и сложен, но может быть осуществлен при интерпретации результатов скважинных измерений. Важно отметить, что в реальных условиях указанный параметр будет зависеть от практически не учитываемого контактного сопротивления внешней поверхности соответствующего участка обсадной колонны. Последнее в общем случае не может даже приниматься постоянным из-за возможного наличия окалин, загрязнения поверхности обсадных труб непроводящими материалами (масла, мазут и др.), скоплением в части затрубного пространства газа и т. п.

Во-вторых, глубинность исследований при измерении сопротивления заземления, в том числе и обсадных труб, невелика. Это лишает указанную модификацию основного преимущества методов каротажа сопротивлений (проводимости) по сравнению с другими методами, также основанными на расчленении разреза по минерализации порозаполняющих флюидов, например импульсными нейтронными методами. В связи с этим нет оснований рассматривать дивергентный каротаж как метод, который может найти широкое практическое применение при изучении разрезов в крепленных скважинах.

Сейчас разрабатывают ряд новых геофизических методов, которые можно будет использовать при изучении разрезов как в открытом стволе, так и после крепления скважин. В их число входят методы регистрации гамма-излучения неупругого рассеяния, активации кислорода и некоторых других элементов быстрыми нейтронами, фото-нейтронный каротаж и ряд других ядерно-геофизических методов. Однако все они не вышли из стадии опробования и преждевременно оценивать их возможности как источника массовой информации о разрезах скважин.

ОСНОВЫ МЕТОДИКИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В КРЕПЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ

Интерпретационная схема использования геофизических параметров

Из изложенного выше следует, что в настоящее время или в ближайшем будущем комплекс исследований в крепленых скважинах может обеспечить получение информации об ограниченном числе геофизических параметров пластов. К таким параметрам могут быть отнесены: естественная гамма-активность I_{γ} , водородосодержание $W_{\text{п}}$, декременты затухания плотности нейтронов или интенсивности потока гамма-квантов $\lambda_{\text{п}}$, скорость распространения $v_{\text{п}}$ и коэффициенты затухания $\alpha_{\text{п}}$ продольных и поперечных волн и возможно плотность $\delta_{\text{п}}$.

Комплекс этих параметров даже в случае дополнения параметрами, определяемыми по результатам исследований в некрепленых скважинах, в общем случае не обеспечивает количественной оценки всех геологических характеристик пластов, переменных по разрезу. Поэтому интерпретационные схемы использования таких параметров базируются на упрощенных моделях пласта, в которых в качестве переменных рассматривают ограниченное число геологических характеристик. Обычно геофизические модели предусматривают следующие переменные составляющие.

1. Геологические характеристики пласта, определение которых является конечной целью интерпретации геофизических материалов. На современном уровне развития геофизических исследований к числу таких характеристик могут быть в первую очередь отнесены коэффициенты пористости, а также коэффициенты начальной $k_{\text{но}}$ и остаточной $k_{\text{п.ост}}$ нефтенасыщенности, газонасыщенности ($k_{\text{го}}$ и $k_{\text{г.ост}}$) и водонасыщенности ($k_{\text{во}}$ и $k_{\text{в.ост}}$). В геофизической модели карбонатного коллектора различают коэффициенты пористости матрицы $k_{\text{п.м}}$, каверновой ($k_{\text{п.к}}$) и трещинной ($k_{\text{п.т}}$). В модели зоны проникновения необходимо учитывать также коэффициент $k_{\text{ф}}$, характеризующий содержание фильтрата глинистого раствора, которое по аналогии с другими характеристиками насыщения коллектора выражается в долях объема порового пространства. Изменение состава порозаполняющих флюидов в процессе расформирования зоны проникновения может быть учтено путем использования соотношений, приведенных в табл. 7.

2. Литологический состав пород, учет которого необходим

Пласт	Изменение состава порозаполняющих флюидов		
	до расформирования зоны проникновения	в процессе расформирования зоны проникновения	после расформирования зоны проникновения
1	2	3	4
Водоносный	$k_{\Phi} \leq k_{B0} - k_{B.ост};$ $k_B \geq k_{B.ост};$ $k_H = 0;$ $k_{\Gamma} = 0;$ $k_{\Phi} + k_B = 1$	$0 < k_{\Phi} < k_{B0} -$ $- k_{B.ост};$ $k_{B.ост} < k_B < k_{B0} =$ $= 1;$ $k_H = 0;$ $k_{\Gamma} = 0;$ $k_{\Phi} + k_B = 1$	$k_{\Phi} = 0;$ $k_B = k_{B0} = 1;$ $k_H = 0;$ $k_{\Gamma} = 0$
Нефтеносный	$k_{\Phi} \leq 1 - k_{B.ост} -$ $- k_{H.ост};$ $k_B = k_{B.ост};$ $k_H \geq k_{H.ост};$ $k_{\Gamma} = 0;$	$0 < k_{\Phi} < 1 -$ $- k_{B.ост} - k_{H.ост};$ $k_B = k_{B.ост};$ $k_{H.ост} < k_H < k_{H0};$ $k_{\Gamma} = 0;$	$k_{\Phi} = 0;$ $k_B = k_{B.ост};$ $k_H = k_{H0};$ $k_{\Gamma} = 0;$
Газоносный	$k_{\Phi} + k_B + k_H = 1$ $k_{\Phi} \leq 1 - k_{B.ост} -$ $- k_{\Gamma.ост};$ $k_B = k_{B.ост};$ $k_H = 0;$ $k_{\Gamma} \geq k_{\Gamma.ост};$	$k_{\Phi} + k_B + k_H = 1$ $0 < k_{\Phi} < 1 -$ $- k_{B.ост} - k_{\Gamma.ост};$ $k_B = k_{B.ост};$ $k_H = 0;$ $k_{\Gamma.ост} < k_{\Gamma} < k_{\Gamma0};$	$k_B + k_H = 1$ $k_{\Phi} = 0;$ $k_B = k_{B.ост};$ $k_H = 0;$ $k_{\Gamma} = k_{\Gamma0};$ $k_B + k_{\Gamma} = 1$
Одновременное насыщение нефтью, газом и пластовой водой	$k_{\Phi} + k_B + k_{\Gamma} = 1$ $k_{\Phi} \leq 1 - k_{B.ост} -$ $- k_{\Gamma.ост};$ $k_B = k_{B.ост};$ $k_H \geq k_{H.ост};$ $k_{\Gamma} \geq k_{\Gamma.ост};$ $k_{\Phi} + k_B + k_H + k_{\Gamma} =$ $= 1$	$k_{\Phi} + k_B + k_{\Gamma} = 1$ $0 < k_{\Phi} < 1 -$ $- k_{B.ост} - k_{H.ост} -$ $- k_{\Gamma.ост};$ $k_B = k_{B.ост};$ $k_{H.ост} < k_H < k_{H0};$ $k_{\Gamma.ост} < k_{\Gamma};$ $k_{\Phi} + k_B + k_H +$ $+ k_{\Gamma} = 1$	$k_{\Phi} = 0;$ $k_B = k_{B.ост};$ $k_H = k_{H0};$ $k_{\Gamma} = k_{\Gamma0};$ $k_B + k_H + k_{\Gamma} = 1$

Примечание. k_B , k_H , k_{Γ} — коэффициенты соответственно водо-, нефте- и газонасыщенности.

при использовании геофизических параметров в целях количественных оценок геологических характеристик пластов.

Как показано в работах [13, 22, 39], в терригенных разрезах наиболее существенно отражается на информативности геофи-

зических исследований литологическая неоднородность пород по разрезу и площади, обусловленная изменением глинистости пластов. В модели песчано-глинистого коллектора эта переменная характеристика выражается через объемное содержание глинистого материала и структуру его распределения в пласте.

Применительно к геофизическим параметрам, определяемым по результатам исследований в крепленых скважинах, достаточно учитывать два типа распределения глинистости. Первый — это рассеянная глинистость, когда глинистый материал в виде цемента заполняет поровое пространство песчаного скелета породы. В этом случае, например, параметр W_{II} водоносного или нефтеносного пласта будет уменьшаться с увеличением глинистости, поскольку водородосодержание глин меньше, чем воды и нефти. Второй тип глинистости — слоистая глинистость: глинистый материал замещает часть объема породы в виде тонких слоев и других по геометрии включений (линз и т. п.). Изменение его содержания будет существенно меньше отражаться на параметре W_{II} , так как различие в водородосодержании глин и породы-коллектора незначительно. Аналогичным образом можно показать, что каждый из указанных типов глинистости по разному отражается на остальных геофизических параметрах, определяемых по данным радиоактивного каротажа. Следует также отметить, что на результаты радиоактивного и акустического каротажа, в отличие от методов электрического каротажа, не оказывает влияния геометрическая форма включения глинистого материала, в том числе при втором типе глинистости.

Карбонатные породы по литологическому составу представлены известняками, доломитами и переходными разностями между ними. Нередко наблюдается сульфатизация отложений за счет гипсов или ангидритов, а также засоление карбонатных пластов. Выделение чистых разностей этих пород при интерпретации результатов геофизических исследований не представляет трудностей. Наличие нескольких компонентов в виде примесей может существенно исказить результаты интерпретации, если содержание этих примесей не учтено [59]. В общем случае такой учет станет возможным, по-видимому, лишь в случае, когда по результатам геофизических исследований будут определять элементный состав горных пород. При современном же уровне информативности этих исследований в геофизической модели карбонатного коллектора можно рассматривать в качестве переменной геологической характеристики только один из видов примесей. Обычно такой переменной составляющей принимают доломитизацию, выраженную в долях объема пласта — известняка.

Таким образом, при современном уровне информативности геофизических исследований в крепленых скважинах модели

коллекторов по их литологическому составу могут быть разделены на типы, приведенные в табл. 8.

Таблица 8

Тип разреза	Переменная литологическая характеристика пород в геофизических моделях коллектора (в долях от объема пласта)	Тип коллектора по литологическому составу пород	Литологическая характеристика, учет которой необходим при интерпретации результатов геофизических исследований в крепленных скважинах
1	2	3	4
Песчано-глинистый	1. Содержание песчаной компоненты C_p	Неглинистый песчаный	$C_p (C_{гг.р} = C_{гг.с} = 0)$
	2. Содержание рассеянной глинистой компоненты $C_{гг.р}$	Песчано-глинистый с рассеянной глинистостью	$C_p, C_{гг.р} (C_{гг.с} = 0)$
	3. Содержание слоистой (вкрапленной и др.) глинистой компоненты $C_{гг.с}$	Песчано-глинистый со слоистой (вкрапленной и др.) глинистостью	$C_p, C_{гг.с} (C_{гг.р} = 0)$
	4. Общее содержание глинистой компоненты $C_{гг} = C_{гг.р} + C_{гг.с}$	Песчано-глинистый со смешанной глинистостью	$C_p, C_{гг.р}, C_{гг.с}$
Карбонатный	1. Содержание известняка $C_{и}$	Известняк	$C_{и} (C_{д} = 0)$
	2. Содержание доломита $C_{д}$	Доломитизированный известняк	$C_{и}, C_{д}$
	3. То же	Доломит	$C_{д} (C_{и} = 0)$

3. Свойства пласта для перечисленных его компонентов (скелет, примеси, порозаполнители), на изучении которых основаны соответствующие геофизические методы. Применительно к геофизическим параметрам, определяемым по данным радиоактивного каротажа, зависимость между содержанием компонентов C , их свойствами x_i и изучаемым параметрам y_i приближенно описывается следующим соотношением, справедливым для сколь угодно большого числа компонентов:

$$y_i = \sum C_i x_i. \quad (7)$$

Из параметров, определяемых по данным акустического каротажа, для целей количественных оценок геологических характеристик пластов в настоящее время используют значения v_p , которые связаны со скоростями распространения волн в отдельных компонентах v_i аналогичным соотношением [56]:

$$1/v_p = \sum C_i/v_i. \quad (8)$$

Возможность использования выражения (8) экспериментально подтверждена для условий, когда рассматривается не более

трех компонентов пласта. Одним из таких компонентов является общее содержание флюидов в коллекторе. Таким образом, применительно к параметру v_{Π} в геофизической модели песчано-глинистого коллектора можно рассматривать в качестве переменных составляющих значения C_{Π} и $C_{г.л.}$, а в модели карбонатного коллектора — $C_{и}$ и $C_{д.}$ Кроме того, в кавернозном карбонатном коллекторе при определенных соотношениях длин акустических волн и размеров каверн параметр v_{Π} нечувствителен к изменению $k_{п.к.}$, что следует учитывать и использовать при интерпретации данных АК.

Следовательно, геофизические параметры, определяемые по результатам исследований в крепленных скважинах, могут быть привлечены для количественных оценок геологических характеристик пластов.

Данные, приведенные в табл. 7 и 8, а также характер изменения свойств пластовой воды в процессе образования и расформирования зоны проникновения могут быть использованы при получении систем уравнений применительно к каждому из рассмотренных типов моделей коллектора. Как следует из анализа таких систем уравнений, даже при принятых упрощенных моделях объем геофизической информации по отдельному пласту и априорные данные (некоторые свойства порозаполняющих флюидов и др.) в общем случае недостаточны для оценки всех переменных геологических характеристик пласта. Поэтому при интерпретации геофизических материалов обычно используют следующие приемы, применимость которых на каждом месторождении должна быть предварительно обоснована.

Во-первых, свойства ряда компонентов пласта определяют по геофизическим параметрам соседних литологически однородных пластов. Например, так оценивают свойства песчаного скелета породы, глин и т. п. Во-вторых, в условиях конкретного месторождения некоторые переменные характеристики коллектора изменяются в узких пределах и в ряде случаев их замена на статистические средние или модальные значения не приводит к существенным погрешностям в конечных результатах. На использовании таких средних или модальных значений отдельных геологических характеристик пород основаны, в частности, приведенные в работах [2, 15] методики определения коллекторских свойств пластов по результатам электрического и радиоактивного каротажа.

Определение геофизических параметров пластов по результатам геофизических исследований в крепленных скважинах

Методики определения рассмотренных геофизических параметров по результатам исследований применяющимися методами общеизвестны и изложены в работах [16, 22, 38, 64]. Поэтому остановимся лишь на интерпретационной схеме определения W_{Π}

по данным многозондового нейтронного каротажа. В связи с этим отметим, что зондовое устройство аппаратуры МНК, подготавливаемой в настоящее время к внедрению, включает последовательно расположенные по оси скважинного прибора стационарный (ампульный) источник нейтронов, экран и два детектора, образующих большой и малый зонды [84]. При этом измерения осуществляют в двух положениях такой системы детекторов относительно источника нейтронов путем перемещения системы вдоль оси прибора на расстояние Δz . При обработке данных МНК непосредственно используют следующие величины:

$$B_{\text{МНК}} = B_{\text{изм}}/B_{\text{эт}}; \quad t_{\text{МНК}} = \frac{\ln(I_{\text{МНК.м}}/I_{\text{МНК}\Delta z})}{\Delta z} \quad (9)$$

Здесь $B_{\text{изм}} = (I_{\text{МНК.м}}/I_{\text{МНК.б}})_{\text{изм}}$; $B_{\text{эт}} = (I_{\text{МНК.м}}/I_{\text{МНК.б}})_{\text{эт}}$; $I_{\text{МНК.м}}$, $I_{\text{МНК.б}}$ — показания соответственно на малом и большом зондах МНК при основном положении детекторов (измеренные и эталонные); $I_{\text{МНК}\Delta z}$ — то же, на малом зонде МНК при перемещении системы детекторов на расстояние Δz .

Водородосодержание пласта $W_{\text{п}}$ можно определять по данным МНК одним из следующих способов.

1. Способ двух опорных пластов, основанный на использовании зависимости $W_{\text{п}} = f(B_{\text{МНК}})$, которую при определенных условиях можно принимать линейной. Этот способ предполагает соблюдение тех же требований к выбору опорных пластов, что и при обработке данных однозондовых модификаций НК [6]. Причем, если незначительно влияние искажающих факторов, связанных с конструкцией скважины и минерализацией цементного камня, жидкости в пласте и скважине, то по значениям $W_{\text{п}}$ и $B_{\text{МНК}}$ для опорных пластов строят линейную зависимость, которую используют для определения водородосодержания остальных пластов. В этом случае могут быть применены также масштабные линейки.

Когда влияние искажающих факторов существенно, в значения $B_{\text{МНК}}$ или определяемого параметра $W_{\text{п}}$ следует вносить поправки, приводящие их либо к условиям, соответствующим опорным пластам, либо к эталонным условиям, для которых построены универсальные палетки обычного типа. Пример такой палетки для определения поправок за изменение диаметра скважины приведен на рис. 14. При количественной интерпретации геофизических материалов с применением ЭВМ удобнее аналитический способ определения поправок, для чего могут быть использованы эмпирические соотношения, приведенные в табл. 9.

2. Способ одного опорного пласта, который можно применять при наличии в изучаемом разрезе лишь одного типа пласта с устойчивым значением пористости (водородосодержания), уста-

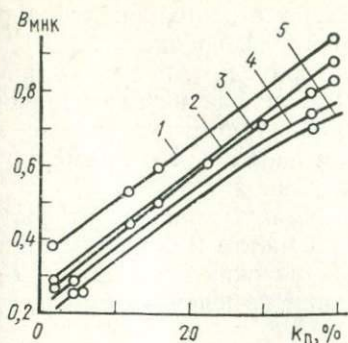


Рис. 14. Зависимость параметра $B_{\text{МНК}}$ от водородо- содержания, выраженного в единицах пористости неглинистого пласта.

1 — крепленая скважина, $d_c = 250$ мм, диаметр колонны $d_k = 150$ мм; 2 — то же, соответственно 200 и 125 мм; 3—5 — некрепленые скважины, d_c соответственно 250, 190 и 130 мм

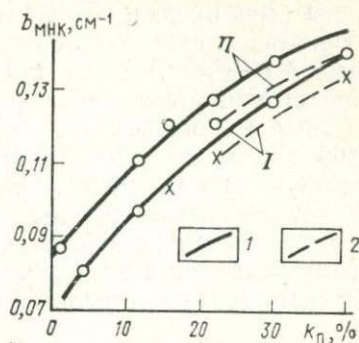


Рис. 15. Зависимость параметра $b_{\text{МНК}}$ от водородо- содержания, выраженного в единицах пористости известняков (1) и песчаников (2).

I — некрепленая скважина, $d_c = 250$ мм; II — крепленая скважина, $d_c = 250$ мм, $d_k = 150$ мм

Таблица 9

Фактор, изменением которого обусловлены искажения показаний МНК	Эталонные условия	Поправка в значения $k_{\text{п}}$, %
Диаметр скважины d_c	$d_{c.\text{эт}} = 220$ мм	$\Delta k_{\text{п}} = 0,04 (d_c - d_{c.\text{эт}})$;
Толщина цементного кольца $h_{\text{ц}}$	$h_{\text{ц.эт}} = 37,5$ мм	$\Delta k_{\text{п}} = -3,145 (h_{\text{ц}} - h_{\text{ц.эт}})$;
Толщина колонны $h_{\text{к}}$	$h_{\text{к.эт}} = 10$ мм	$\Delta k_{\text{п}} = -0,78 (h_{\text{к}} - h_{\text{к.эт}})$;
Плотность жидкости в колонне $\delta_{\text{р}}$	$\delta_{\text{р.эт}} = 0,96$ г/см ³	$\Delta k_{\text{п}} = \begin{cases} 0 & \text{при } k_{\text{п}} \leq 14\% \\ 0,208 (k_{\text{п}} - 14\%) \times (\delta_{\text{р}} - \delta_{\text{р.эт}}) & \text{при } k_{\text{п}} > 14\% \end{cases}$
Минерализация жидкости в пласте $C_{\text{ж}}$	$C_{\text{ж.эт}} = 0$	$\Delta k_{\text{п}} = -0,35 \cdot 10^{-3} k_{\text{п}} C_{\text{ж}}$
Минерализация жидкости в колонне $C_{\text{р}}$	$C_{\text{р.эт}} = 0$	$\Delta k_{\text{п}} = -10^{-3} (0,5 + 0,226 k_{\text{п}}) C_{\text{р}}$
Температура пласта $t_{\text{п}}$	$t_{\text{п.эт}} = 24$ °С	$\Delta k_{\text{п}} = 0$

навливаемым, например, по керну. В этом случае по значению $W_{\text{п}}$ (или $k_{\text{п}}$) опорного пласта и эталонным зависимостям $B_{\text{МНК}} = f(W_{\text{п}})$ и $b_{\text{МНК}} = f(W_{\text{п}})$, примеры которых приведены на рис. 15, устанавливают соответствующие этому пласту значения $B_{\text{МНК}}$ и $b_{\text{МНК}}$ и сопоставляют их с аналогичными величинами, определенными по диаграммам МНК. В последние

должны быть предварительно внесены все необходимые поправки, учитывающие скважинные условия измерений. При этом данные МНК могут быть признаны пригодными для количественной интерпретации, если расчетные и фактические значения W_{II} (или k_{II}) для опорного пласта различаются не больше, чем на 0,03 для $B_{MНК}$ и $0,002 \text{ см}^{-1}$ для $b_{MНК}$, что примерно соответствует ошибке определения k_{II} , равной 1%.

Следует отметить, что величина $B_{MНК}$ зависит от соотношения чувствительностей детекторов в малом и большом зондах. Поэтому различия в расчетных и фактических значениях $B_{MНК}$ могут быть связаны с разным влиянием изменения температуры

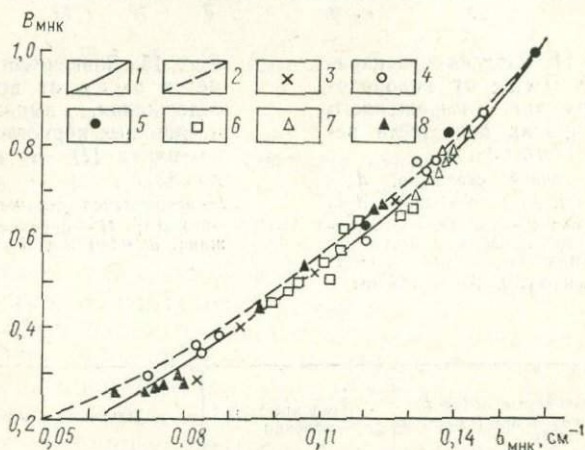


Рис. 16. Зависимости между параметрами $B_{MНК}$ и $b_{MНК}$

Зависимости: 1 — экспериментальная, 2 — теоретическая; 3 — крепленая скважина, известняк, $\Delta z=18 \text{ см}$; 4 — то же, $\Delta z=10 \text{ см}$; 5 — то же, песчаник, $\Delta z=18 \text{ см}$; 6 — некрепленая скважина, песчаник, $\Delta z=18 \text{ см}$; 7 — то же, известняк, $\Delta z=10 \text{ см}$; 8 — то же, $\Delta z=18 \text{ см}$

в скважине на чувствительность детекторов. Учет этого фактора осуществляют путем использования зависимости $B_{MНК} = f(b_{MНК})$, по существу универсальной при всех искажающих факторах (рис. 16), кроме влияния температуры на параметр $B_{MНК}$. Поэтому, используя расхождения в расчетных и фактических значениях этого параметра, можно по каждому исследуемому пласту оценивать степень влияния искажающего фактора и вносить при необходимости соответствующие поправки. По уточненным таким образом значениям $B_{MНК}$ определяют W_{II} или k_{II} .

3. Случай, когда в изучаемом разрезе нет опорных пластов или их параметры недостаточно достоверно обоснованы. В этих случаях для интерпретации данных МНК необходим набор эталонных зависимостей $b_{MНК} = f(W_{II})$ при различных

скважинах условиях измерений (диаметр скважины, толщина цементного кольца и колонны и т. п.).

Методика интерпретации сводится к следующему. С помощью всего комплекса геофизических данных в разрезе изучаемой скважины выделяют несколько (не менее трех — пяти) однородных, но различных по водородосодержанию пластов мощностью не менее 3—4 м, по каждому из которых определяют значения $b_{\text{МНК}}$. Используя указанные эталонные зависимости, устанавливают для этих пластов расчетные значения водородосодержания. В последние вносят поправки за скважинные условия измерений и получают действительные значения $W_{\text{п}}$, которые в последующем считают опорными. Для этих же пластов строят зависимость $B_{\text{МНК}} = f(W_{\text{п}})$. При этом линейность такой зависимости свидетельствует о достоверности значений $W_{\text{п}}$ для выбранных условных опорных пластов. Дальнейшая методика интерпретации данных МНК соответствует рассмотренной выше по способам опорных пластов.

Следует также отметить особенности определения времени расформирования зоны проникновения $t_{\text{з.п}}$. Очевидно, этот параметр можно определять, например, по данным повторных геофизических исследований в одной и той же скважине. Опыт таких исследований показывает, что для определения $t_{\text{з.п}}$ в газоносных коллекторах наиболее информативны методы НК, а в нефтеносных и водоносных — ИНК. При пресных пластовых водах и глинистых растворах, когда ИНК не эффективен, процесс расформирования зоны проникновения в нефтеносных коллекторах можно изучать по результатам повторных исследований АК (по характеру изменения коэффициентов затухания $\alpha_{\text{п}}$).

Значения $t_{\text{з.п}}$ могут быть определены и другим способом, состоящим в одновременном однократном исследовании группы скважин. В этом случае скважины выбирают таким образом, чтобы для каждой из них был различен интервал времени между креплением скважины и проведением в ней исследований. Такой интервал для наиболее долго простоявших крепленных скважин должен перекрывать диапазон времени расформирования зоны проникновения для всех типов коллекторов изучаемого разреза. Возможность этого способа изучения процесса расформирования зоны проникновения показана на рис. 17.

Для реализации такого способа необходимыми условиями являются единая технология бурения всей группы исследуемых скважин и сопоставимость между собой геофизических параметров, полученных по результатам исследований не только в разное время после крепления скважин, но и в различных скважинах. В приведенном примере (см. рис. 17) по Колодезному нефтяному месторождению (Ставропольский край) в качестве такого параметра, по которому осуществляли сопоставление, использован условный параметр k_x — суммарное содержание пресного фильтрата глинистого раствора, нефти и опресненной

пластовой воды в зоне проникновения. Выбор именно этого параметра сопоставления, выраженного в долях пористости пласта, сделан в связи с тем, что бурение скважин на месторождении осуществляли на пресном растворе, а минерализация пластовых вод высокая. В таких условиях рассматриваемый параметр по своей физической основе применительно к методам

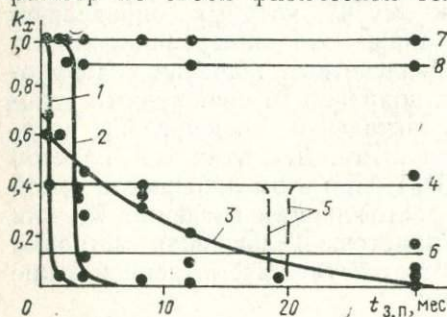


Рис. 17. Характер изменения хлоро- содержания в зоне проникновения различных типов коллекторов песчано-алеврито-глинистых отложений Колодезного и Мектебского нефтяных месторождений Ставропольского края.

1, 2, 3, 4, 6 — водоносные пласты с $C_{гд}$, равной соответственно <1; 1,0—2,0; 2,0—3,5; 3,5—5,0; >5%; 5 — водоносный пласт с $C_{гд}$ = 5% и искусственно расформированной зоной проникновения; 7, 8 — нефтеносные пласты

НК и ИНК аналогичен коэффициенту нефтенасыщенности пластов, методика определения которого изложена в соответствующем разделе настоящей работы. В иных условиях для сопоставления может быть использован другой параметр, определяемый по результатам исследований в крепленых скважинах. Важно обеспечить независимость этого параметра от скважинных условий измерений. В частности, в приведенном на рис. 17 сопоставлении по Колодезному месторождению именно это обстоятельство позволило не только разделить нефтеносные и водоносные пласты,

но и выявить среди последних несколько типов коллекторов. Последующим анализом кернового материала по каждому из выявленных типов коллекторов установлено, что в условиях указанного месторождения значения $t_{п}$ в основном контролируются глинистостью пластов. Показано, что аналогичное положение имеется по соседнему Мектебскому нефтяному месторождению, сходному по типам коллекторов (см. рис. 17).

Геофизические исследования непосредственно после крепления скважин

До последнего времени такие исследования выполняли в качестве обязательных по документации разрезов скважин в сложных условиях проведения измерений в открытом стволе, например, в скважинах с разрушающимися стенками, наклонных и т. п. Объем работ в этих осложненных условиях невелик и вероятно не будет расти и в будущем.

Более широкая область применения исследований непосредственно после крепления скважин связана с возможностью некоторого сокращения простоев в бурении, обусловленных про-

ведением массовых геофизических работ в открытом стволе. Очевидно, что и в настоящее время и на многие последующие годы такое даже частичное сокращение объемов геофизических работ в некрепленых скважинах допустимо в благоприятных геолого-геофизических условиях и лишь на конечной стадии разведочного этапа изучения месторождения (см. табл. 4). Несмотря на указанные ограничения именно эти исследования могут быть отнесены к массовым. Однако такие работы необходимо рассматривать не как самостоятельные, а в качестве дополнения к исследованиям в открытом стволе. Специфика этих исследований обусловлена следующими обстоятельствами.

Во-первых, как отмечено выше, на конечной стадии разведки месторождений основным назначением геофизических работ является получение информации, необходимой для подсчета запасов по промышленным категориям. Совместное использование материалов геофизических исследований, полученных до и после крепления скважины, должно обеспечить следующее:

1) идентификацию продуктивных пластов, нефтегазоносность которых доказана результатами исследований, в том числе опробованиями скважин, ранее пробуренных на месторождении;

2) возможность оценки параметров продуктивных пластов в соответствии с требованиями к подсчету запасов по промышленным категориям.

Во-вторых, различия в условиях проведения геофизических исследований в открытом стволе и непосредственно после крепления скважин связаны с наличием колонны и цементного кольца, а состояние пласта предполагается таким же. Поэтому методика интерпретации, кроме учета искажающего влияния конструкции крепленной скважины, аналогична обработке результатов исследований в открытом стволе. Глубинность геофизических методов, применимых в крепленых скважинах, не превышает нескольких десятков сантиметров [31, 78], т. е. при наличии зоны проникновения исследованиями охватывается часть этой зоны, прилегающая к скважине.

Более однородное насыщение в зоне проникновения по сравнению с не затронутой проникновением части продуктивных пластов предопределяет как преимущества, так и ограничение возможностей геофизических исследований непосредственно после крепления скважин. Дополнительным их преимуществом является то обстоятельство, что определение свойств порозаполняющих флюидов в зоне проникновения, знание которых необходимо при количественной интерпретации, в большинстве случаев не представляет трудностей.

Так, в зоне проникновения водоносных коллекторов свойства фильтрата глинистого раствора могут быть приняты теми же, что и в скважине, а свойства остаточной пластовой воды с достаточной для практики интерпретации точностью — аналогич-

ными фильтрату глинистого раствора. В связи с этим в водоносных пластах параметры порозаполняющих флюидов I_{γ} , $W_{п}$, $\lambda_{п}$, $\delta_{п}$, $v_{п}$ и $\alpha_{п}$, необходимые для интерпретации данных соответственно ГК, НК, ИНК, ГГК-П и АК, определяют без затруднений.

Таково же положение по большинству параметров порозаполняющих флюидов и в зоне проникновения нефтеносных пластов при бурении скважин на пресных растворах. Это обусловлено тем, что свойства пресного фильтрата глинистого раствора, нефти и опресненной в зоне проникновения остаточной воды практически неразличимы по параметрам I_{γ} , $W_{п}$, $\lambda_{п}$, $\delta_{п}$ и $v_{п}$. В этом случае существенны различия свойств остаточной нефти и остальных флюидов в зоне проникновения лишь по параметру $\alpha_{п}$. При минерализованных растворах различия значительны и по параметру $\lambda_{п}$.

В зоне проникновения газоносных пластов, а также коллекторов с трехкомпонентным насыщением (газ, нефть, пластовая вода) влияние остаточного газа также незначительно. Однако его следует учитывать при количественной интерпретации, поскольку свойства газа и остальных флюидов существенно различаются по параметрам $W_{п}$, $\lambda_{п}$, $\delta_{п}$, $v_{п}$ и $\alpha_{п}$.

Отмеченные особенности насыщения в зоне проникновения упрощают оценку емкостных характеристик пластов, в первую очередь водоносных и нефтеносных. Они легли в основу ряда предложенных и используемых на практике методик определения коэффициентов пористости пластов по данным радиоактивного и акустического каротажа [2, 6, 14, 43, 64]. Эти методики, разработанные применительно к геофизическим материалам, полученным в открытом стволе, во многих случаях могут быть эффективно использованы при интерпретации результатов исследований в крепленых скважинах. Необходимо лишь, чтобы такая возможность была предварительно подтверждена путем сопоставления с данными кернового анализа.

Наиболее широко применяют методики определения коэффициентов пористости пластов по их водородосодержанию, оцениваемому по материалам НК. При использовании существующих модификаций аппаратуры НК эти методики эффективны при бурении скважин на пресных растворах. В случае минерализованных растворов для определения коэффициентов пористости пластов по водородосодержанию более результативен многозондовый нейтронный каротаж. Литологическую неоднородность коллекторов (глинистость терригенных пластов, доломитизация известняков и т. п.) учитывают путем привлечения результатов исследований другими методами — ГК, ГГК-П и др.

Например, для определения коэффициентов пористости нефтеносных пластов при подсчете запасов объектов АВ и БВ Самотлорского нефтяного месторождения и АС и БС Федоровского нефтяного месторождения был использован комплекс

ННК-Т и ГК. При этом переход от показаний ННК-Т к водородосодержанию пластов осуществляли по калибровочным зависимостям, построенным по результатам измерений на моделях песчаника для типичных условий проведения геофизических исследований в Средне-Обском нефтеносном районе. Пример калибровочной зависимости для аппаратуры радиоактивного каротажа типа ДРСТ приведен на рис. 18. Данные ГК привлекали для учета глинистости коллекторов по методике, описанной в работе [2]. При комплексной интерпретации использовали также результаты анализа керна, отобранного в скважинах на этапе поискового бурения. Путем статистической обработки данных кернового анализа определяли, в частности, модальные значения водородосодержания, плотности и других свойств песчаной и глинистой фракций коллектора, а также обосновывали возможность использования таких модальных значений при интерпретации результатов ННК-Т и ГК.

При бурении на высокоминерализованных растворах оценка коэффициентов пористости коллекторов возможна и по параметру $\lambda_{пн}$, определяемому по данным ИНК. Однако в этом случае необходимо учитывать не только литологическую неоднородность пластов, но и остаточное нефтенасыщение в зоне проникновения [16, 55]. Такое же положение наблюдается в газоносных пластах, когда для определения коэффициентов пористости по водородосодержанию $W_{п}$ (пресные растворы) или декременту $\lambda_{пн}$ (высокоминерализованные растворы) следует учитывать остаточное газонасыщение в зоне проникновения. На рис. 19 приведена палетка, с помощью которой при известном коэффициенте газонасыщенности пласта известняка может быть определен коэффициент его общей пористости по водородосодержанию. Аналогично можно показать, что более однородное насыщение в зоне проникновения по сравнению с частью пласта, не затронутой проникновением, является благоприятным фактором при оценке пористости пласта по параметрам $W_{п}$ и $k_{пн}$, определяемым соответственно по данным АК и ГГК-П.

Следует отметить, что сопоставление значений коэффициентов пористости, определяемых по данным различных геофизических методов, обеспечивает получение дополнительной информации о пластах или исключение мешающих факторов — литологической неоднородности коллектора, остаточного

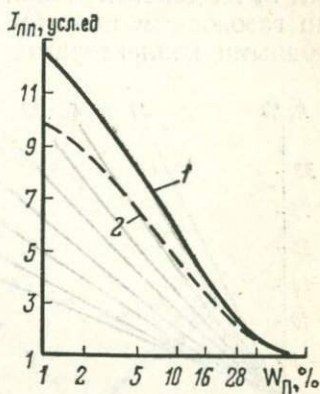


Рис. 18. Зависимость показаний зонда ННК-Т-50 от суммарного водородосодержания.

1 — $d_c=222$ м, $d=152$ мм;
2 — $d_c=244$ мм, $d_k=152$ мм

нефтегазонасыщения в зоне проникновения и т. п. Так, в водоносных и нефтеносных карбонатных пластах, представленных доломитизированными известняками, совместное использование параметров W_{II} и k_{II} (по ГГК-П) позволяет оценивать не только коэффициент $k_{п.общ}$ общей пористости пластов, но и коэффициент $k_{д}$ их доломитизации (рис. 20). Тот же комплекс параметров по газоносным пластам, представленным литологически однородными коллекторами, например чистыми известняками, дает

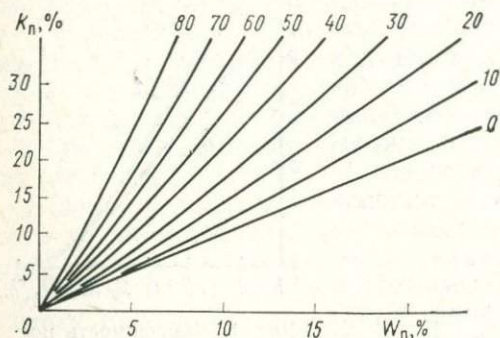


Рис. 19. Палетка для определения коэффициента пористости газоносного пласта известняка по его водородосодержанию, выраженному в единицах пористости водоносного пласта.

Шифр кривых — коэффициент газонасыщенности $k_{г}$

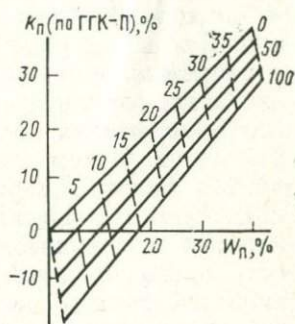


Рис. 20. Палетка для определения коэффициента пористости водоносного доломитизированного известняка по W_{II} и k_{II} (по ГГК-П), выраженным в единицах пористости чистого водоносного известняка.

Шифр кривых: сплошных — $k_{д}$, %; пунктирных — $k_{п.общ}$, %

возможность одновременно определять коэффициенты пористости пластов и газонасыщенности в зоне проникновения (рис. 21).

В карбонатных разрезах с кавернозными водонасыщенными и нефтенасыщенными коллекторами совместное использование данных радиоактивного и акустического каротажа обеспечивает в определенных условиях отдельную оценку общей $k_{п.общ}$ и каверновой $k_{п.к}$ пористости пластов. Такая отдельная оценка базируется на том, что при некоторых соотношениях длины волны акустических волн и размеров каверн параметр $v_{п}$, как отмечено выше, не чувствителен к изменению каверновой пористости. Зависимость между параметрами $k_{п.общ}$, $k_{п.к}$, $k_{д}$ и данными АК может быть показана на палетке (рис. 22), которая построена применительно к акустическим параметрам известняков и доломитов, типичных для разрезов нефтяных месторождений Татари. В газоносных разрезах, представленных литологически

однородными карбонатными коллекторами, совместное применение данных НГК, ГГК-П и АК может обеспечить в благоприятных условиях оценку коэффициентов общей и каверновой пористости пластов и газонасыщенности. В качестве примера в табл. 10 приведены результаты комплексной обработки соответ-

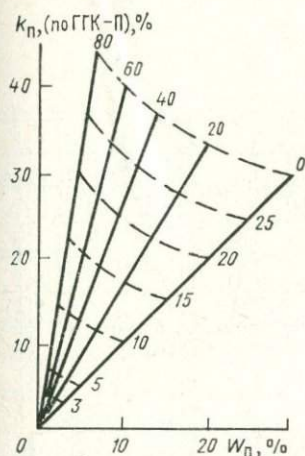


Рис. 21. Палетка для определения коэффициента пористости и газонасыщенности пласта известняка по k_p (по ГГК-П) и W_p , выраженным в единицах пористости водоносного пласта.

Шифр кривых: сплошных — k_r , %, пунктирных — $k_{п.общ.}$, %

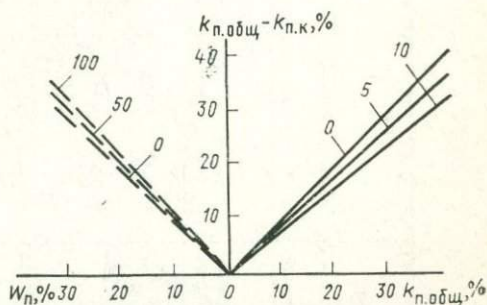


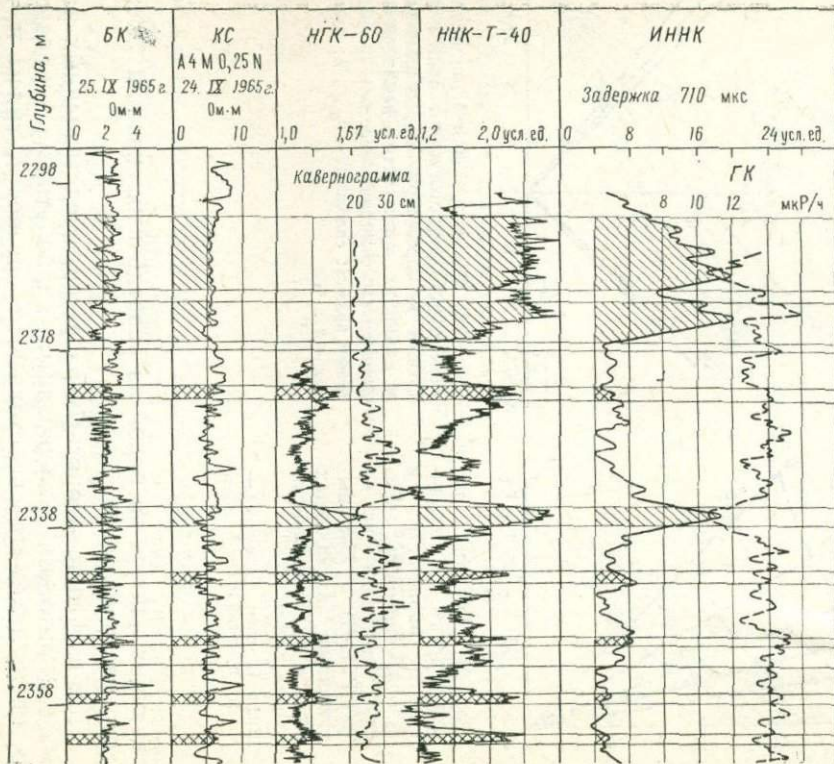
Рис. 22. Палетка для определения каверновой пористости по общей пористости и параметру W_p , выраженному в единицах пористости некавернозного карбонатного коллектора.

Шифр кривых: сплошных — $k_{п.к.}$ %; пунктирных — k_d , %

ствующих данных по одной из разведочных скважин Оренбургского месторождения.

При изучении газонасыщенных разрезов, представленных различными по литологии кавернозными карбонатными породами (известняки, доломиты, переходные их разновидности, гипсы и т. п.), определение коэффициентов пористости пластов по данным рассматриваемого комплекса геофизических методов становится невозможным.

В то же время более однородное насыщение в зоне проникновения по сравнению с частью пласта, не затронутой проникновением, усложняет решение задач, связанных с выделением в разрезе продуктивных пластов. Обусловлено это тем, что разделение продуктивных и водоносных пластов при наличии зоны проникновения возможно лишь по остаточной нефтегазонасы-



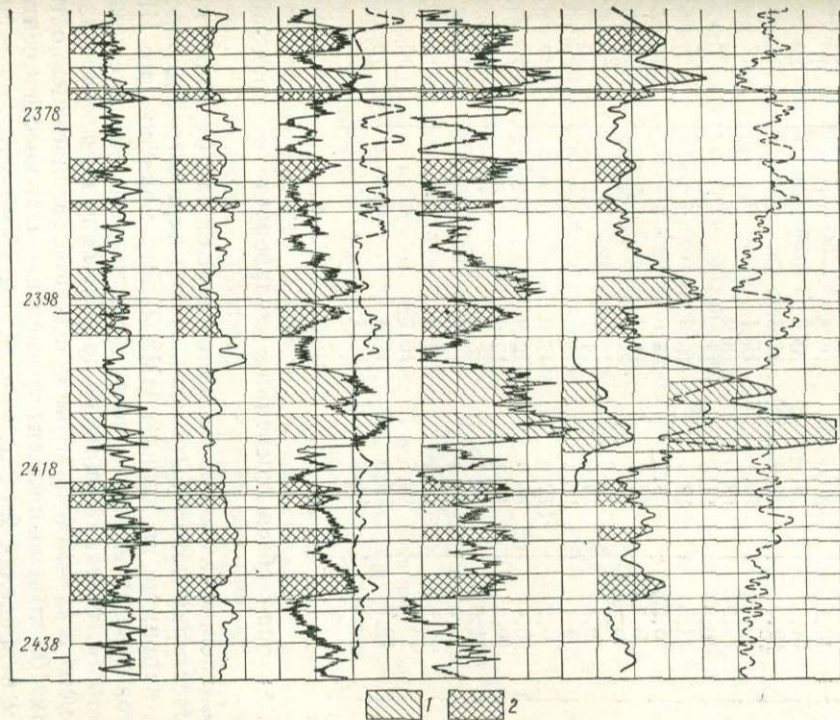


Рис. 23. Выделение газоносных пластов различными методами радиометрии в скв. 369, Шебелинка.

Пласты: 1 — газоносные, 2 — предположительно газоносные; $d_c=200$ мм; $d_k=127$ мм; при КС и БК $\rho_c=0,12$ Ом · м, при НГК, ННК-Т, ИННК, $\rho_c=0,26$ Ом · м

Таблица 10

$k_{п.}$, определенный по данным геофизических методов без учета газонасыщенности и кавернозности, %			$k_{п.общ.}$, %	$k_{п.к.}$, %	$k_{г.}$, %
НГК	АК	ГГК-П			
7,0	6,4	13,5	11,5	5,7	28
5,9	11,3	12,9	10,6	0	35
7,0	1,7	10,0	9,1	7,5	18
14,7	16,8	21,6	19,8	3,6	18
10,8	14,3	18,7	16,6	2,7	22
15,0	19,3	23,9	21,6	2,8	19
12,2	15,0	16,4	15,4	0,4	17
17,0	16,0	19,6	18,9	3,4	5
13,7	9,8	14,6	14,3	5,0	2
14,4	14,3	16,4	16,0	2,0	5
6,8	5,2	9,4	8,6	3,6	15
8,8	9,5	12,3	11,0	1,7	20
8,8	9,3	14,6	13,0	4,1	21
12,7	9,4	14,6	14,1	5,2	5
12,7	9,4	13,5	13,3	4,3	2
8,4	6,2	12,9	12,0	6,2	17
11,6	10,4	14,6	13,9	3,9	10
11,6	10,4	13,2	12,9	2,8	5
12,3	11,0	16,1	15,0	4,5	12
12,3	11,0	14,0	13,6	2,9	5
8,2	13,5	12,2	11,0	0	18
10,3	12,9	13,5	12,7	0	12
11,0	12,0	12,9	12,4	0,4	8
8,7	9,8	14,0	12,4	2,9	20

щенности, которая обычно невелика и варьирует в пределах 10—40%.

Для выделения газонасыщенных пластов в условиях бурения на пресных растворах может быть использован параметр $W_{п.}$, определенный, например, по данным НК-Т. Эта модификация НК имеет порог чувствительности по водородосодержанию в единицах пористости, составляющий около 1%. При давлениях газа до 200 кгс/см² и $k_{п.}=20\%$ наличие остаточной газонасыщенности в пределах 10—40% эквивалентно уменьшению коэффициента пористости в пределах 2—8%, т. е. превышает порог чувствительности метода. Следовательно, если коэффициент пористости коллекторов высок и изменяется незначительно или определен по результатам измерений других методов, то указанные различия в показаниях НК-Т могут оказаться достаточными для выделения газонасыщенных пластов по коэффициенту остаточной газонасыщенности в зоне проникновения. Необходимо отметить, что такие же изменения показаний НК-Т будут наблюдаться и в уплотненных пластах. Однако выделение последних, например в терригенных разрезах, не вызывает затруднений при интерпре-

тации результатов всего комплекса геофизических исследований, в частности по данным микрозондирования [14].

В случае бурения на минерализованных растворах для этой же цели можно привлекать данные ИННК. Повышенная дифференциация ИННК по сравнению с НК (рис. 23) обусловлена тем, что по параметру $\lambda_{п}$ эффекты, связанные с изменением водородосодержания и хлоросодержания, имеют один и тот же знак, и следовательно, складываются.

Однако выделение газоносных пластов по одному из указанных геофизических параметров возможно лишь в благоприятных условиях — при высоких значениях коэффициентов пористости и остаточной газонасыщенности зоны проникновения. При совместном использовании нескольких геофизических параметров выявление газоносных пластов может оказаться возможным и в менее благоприятных условиях. В качестве примера на рис. 24 приведена палетка сопоставления данных ИННК и НГК, по которой может быть оценена возможность этих широко используемых методов исследований в крепленных скважинах при выделении газоносных карбонатных пластов по остаточному газонасыщению в зоне проникновения. Аналогична схема использования в тех же целях данных АК и ГГК-П. При этом перспективы использования АК связаны с тем, что коэффициент затухания акустических волн чувствителен к наличию свободного газа даже при малом газонасыщении пластов. Совместное же применение данных НК и ГГК-П обеспечит более уверенное разделение газоносных и уплотненных пластов на диаграммах ГГК-П. При этом они будут отмечаться аномалиями различного знака.

Выделение нефтеносных пластов по остаточному нефтенасыщению в зоне проникновения возможно в настоящее время лишь по данным ИННК при обязательном условии проведения бурения на минерализованных растворах. Однако даже в этом слу-

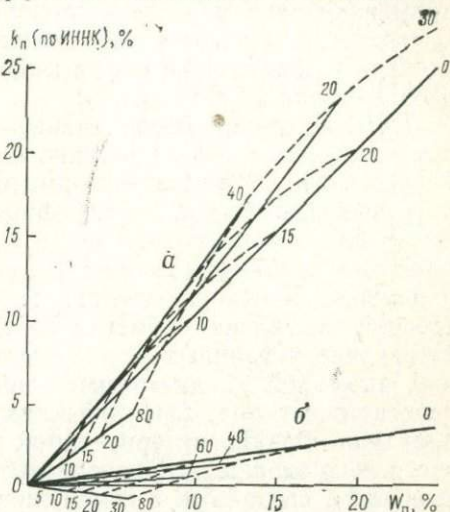


Рис. 24. Палетка для определения коэффициентов пористости и газонасыщенности пластов известняков по параметрам $k_{п}$ (по ИННК) и $W_{п}$, определенным по данным ИННК и НГК и выраженным в единицах пористости водоносных пластов.

a — зона проникновения насыщена минерализованным раствором (пластовая вода) и газом; *b* — то же, пресным раствором (нефть) и газом; шифр кривых: сплошных — $k_{г}$, %, пунктирных — $k_{п}$, %

чае, далеко не самом распространенном в практике, решение рассматриваемой задачи по материалам ИННК менее достоверно, чем по результатам геофизических исследований методами электрометрии в открытом стволе. При бурении же на пресных растворах невозможно выделить продуктивные пласты по остаточному нефтенасыщению в зоне проникновения по данным применяющихся методов исследования в крепленных скважинах. В связи с незначительной разницей в плотностях фильтрата глинистого раствора и нефти малоэффективно использовать для этой же цели ГГК-П.

При выделении продуктивных пластов по остаточному нефтенасыщению в зоне проникновения наиболее перспективным является АК. При этом информативны динамические параметры акустического сигнала — коэффициенты затухания α_n продольных и поперечных волн. Вместе с тем эти параметры при измерениях в крепленной скважине зависят от условий проведения измерений, в первую очередь от качества цементирования и степени сцепления цементного камня с колонной и породой. Изменение указанных условий приведет к возникновению ложных аномалий на диаграммах динамических параметров акустического сигнала, затрудняющих их использование при интерпретации. Однако интерпретация этих данных облегчается тем, что для продольных и поперечных волн ложные аномалии (искажения), связанные с изменениями условий измерений, имеют один и тот же знак, тогда как эффекты, обусловленные нефтенасыщением, отражаются на диаграммах аномалиями разного знака. При этом параметр α_n практически не зависит от минерализации порозаполняющих флюидов, что предопределяет возможность эффективного использования АК в условиях бурения на различных растворах. Изменения кинематических параметров акустического сигнала, обусловленные нефтенасыщением пласта, существенно меньше динамических и не могут рассматриваться в качестве информации, имеющей самостоятельное значение при разделении нефтеносных и водоносных пластов.

На рис. 25 показано выделение нефтенасыщенной части пласта по характеру изменения амплитуд продольных и поперечных волн, зарегистрированных в крепленной скважине. Условия, при которых получены приведенные данные, выбраны с учетом того, что при высокой минерализации порозаполняющей воды для разделения нефтеносных и водоносных пластов может быть использован и ИНГК. Результаты ИНГК приведены в качестве контрольных, подтверждающих правильность выделения нефтенасыщенного интервала и отбивки водонефтяного контакта.

Опробование пластов приборами на кабеле в скважинах непосредственно после их крепления менее эффективно, чем в открытом стволе, поскольку результаты опробования могут быть

осложнены перетоками жидкости в затрубном пространстве. Ограничение области применения опробователей на кабеле при изучении разрезов в крепленных скважинах обусловлено также тем, что применяющиеся типы опробователей не обеспечивают тампонирувания перфорационного отверстия в колонне. В связи

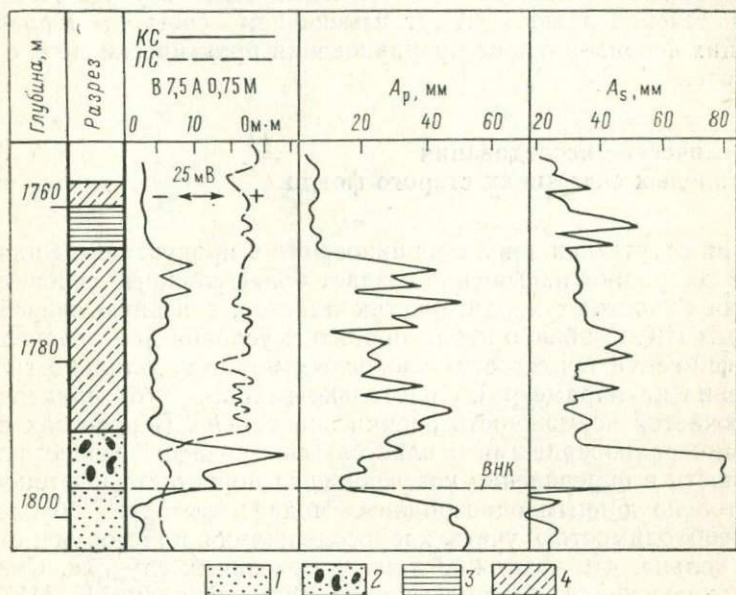


Рис. 25. Выделение нефтенасыщенной части пласта по характеру изменения амплитуд продольных и поперечных волн, зарегистрированных в крепленной скважине.

1 — песчаник водонасыщенный; 2 — то же, нефтенасыщенный; 3 — глина; 4 — песчаник заглинизированный

с этим они могут быть использованы лишь в интервалах разреза, подлежащих затем обычному опробованию в колонне с целью приобретения информации об отдельных пластах. Особенно важным представляется проведение таких работ в непроницаемых и слабопроницаемых пластах, в интервалах разреза, подлежащих обычному опробованию. В этом случае полученные данные могут быть привлечены для уточнения критериев отнесения соответствующих типов пластов к коллекторам.

Требования к методике выполнения скважинных измерений после крепления скважин в целом аналогичны тем, которые предъявляются к обычным геофизическим исследованиям и изложены в инструкции [81]. Необходимо лишь отметить, что из обобщенных данных о характере протекания процесса расформирования зоны проникновения следует, что оптимальным можно признать проведение измерений не позже, чем через 3—5 сут после крепления и цементирования скважин. В этом слу-

чае на пласты в их прискважинной части практически не воздействуют возмущения, обусловленные схватыванием цемента, и зона проникновения еще сохраняется. При необходимости исследований комплексом геофизических методов измерения в скважинах желательно проводить одновременно. Однако это требование не является обязательным, поскольку в общем случае в течение даже 1—2 сут изменением состава порозаполняющих флюидов в зоне проникновения практически можно пренебречь.

Геофизические исследования в крепленных скважинах старого фонда

При отсутствии зоны проникновения в продуктивных пластах их неоднородное насыщение создает более сложные условия для оценки емкостных характеристик пластов, в первую очередь по данным НК. Особенно неблагоприятны условия для определения коэффициента пористости газоносных пластов. Влияние газонасыщения на параметр W_{II} настолько велико, что практически исключается возможность оценки значения k_{II} . В разрезах с высокоминерализованными пластовыми водами существенные трудности в определении коэффициента пористости нефтеносных пластов по данным однозондовых модификаций НК обусловлены необходимостью учета хлоросодержания пластов и цементного кольца, что возможно лишь в отдельных случаях. Очевидно, что перспективы использования для этой цели АК, МНК и ГГК-П также связаны с определением коэффициентов пористости лишь водоносных и нефтеносных пластов. Дополнительные ограничения для АК в крепленных скважинах старого фонда обусловлены ухудшением условий проведения измерений в связи с изменением состояния цементного камня — его разрушениями и т. п.

В то же время в крепленных скважинах старого фонда более благоприятны условия для выделения нефтегазоносных пластов. Применяющиеся модификации НК обеспечивают при пластовых давлениях до 200 кгс/см² выделение по параметру W_{II} практически всех газоносных пластов с k_{II} более 5% [8, 37]. Высокая чувствительность НК к изменению водородосодержания пластов и, как следствие, к их газонасыщенности предопределяет возможность использования результатов исследования этими методами для определения коэффициента газонасыщенности пластов. Однако, учитывая глубинность НК, эта возможность, по существу, ограничивается случаем, когда исследуют крепленную скважину после полного расформирования зоны проникновения. На рис. 26 показаны результаты обработки комплекса геофизических данных с оценкой коэффициента газонасыщенности пластов по диаграммам НК.

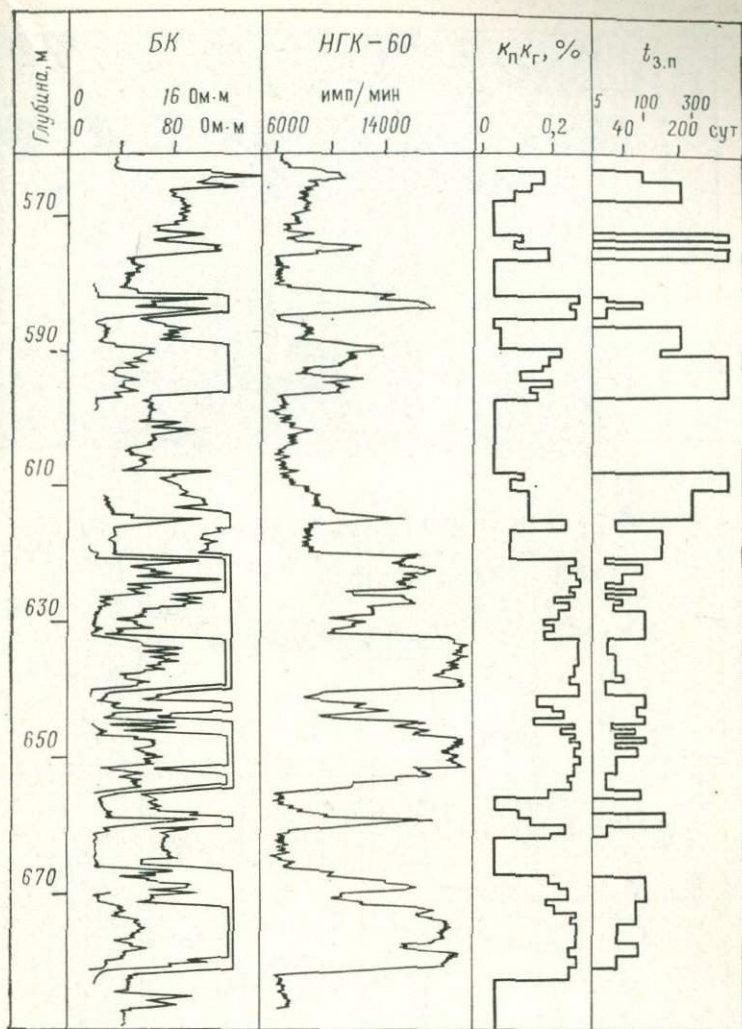
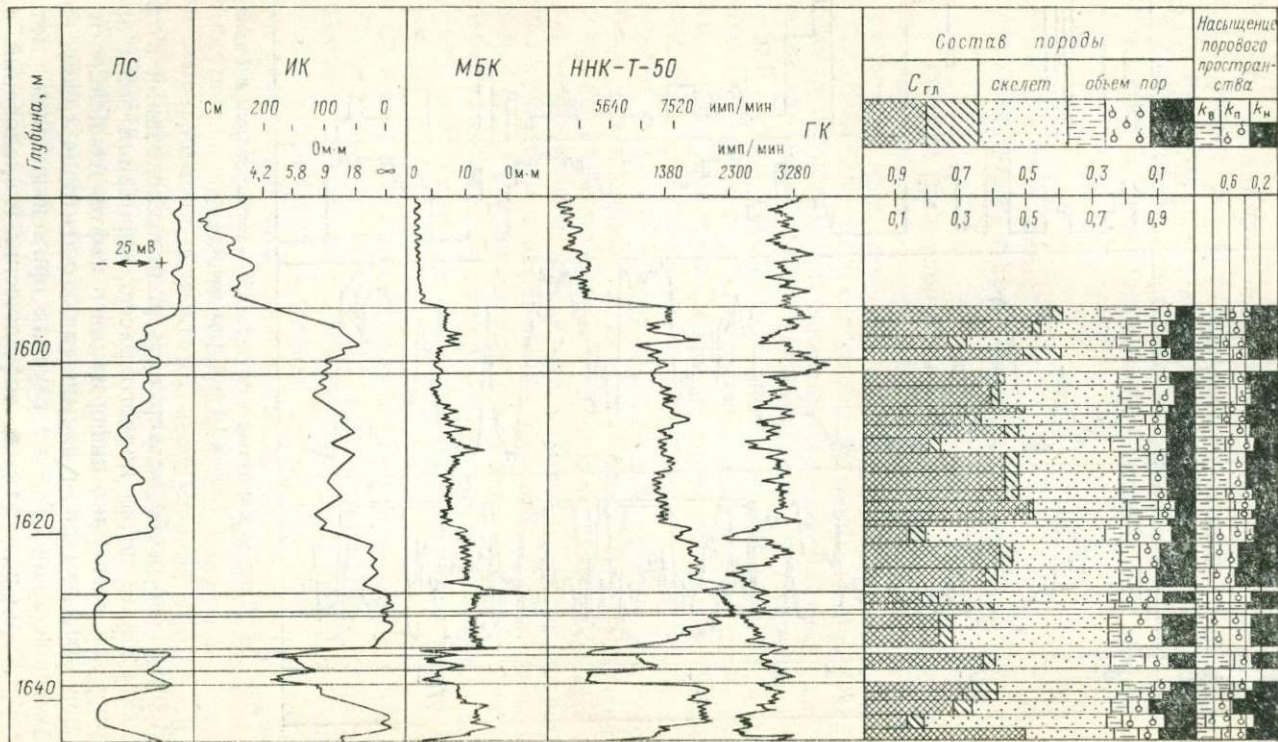


Рис. 26. Данные каротажа по скв. 455 месторождения Газли.
Кривая НГК-60 дана при $k_r = k_{r0}$

Необходимо особо подчеркнуть роль исследований в крепленых скважинах после полного расформирования зоны проникновения как источника информации о нефтенасыщенности пластов при одновременном насыщении коллекторов газом, нефтью и пластовой водой. В этих случаях применяющаяся методика интерпретации результатов геофизических исследований, выполненных в некрепленых скважинах, обеспечивает оценку суммарной нефтегазонасыщенности пластов. Вместе с тем в ряде



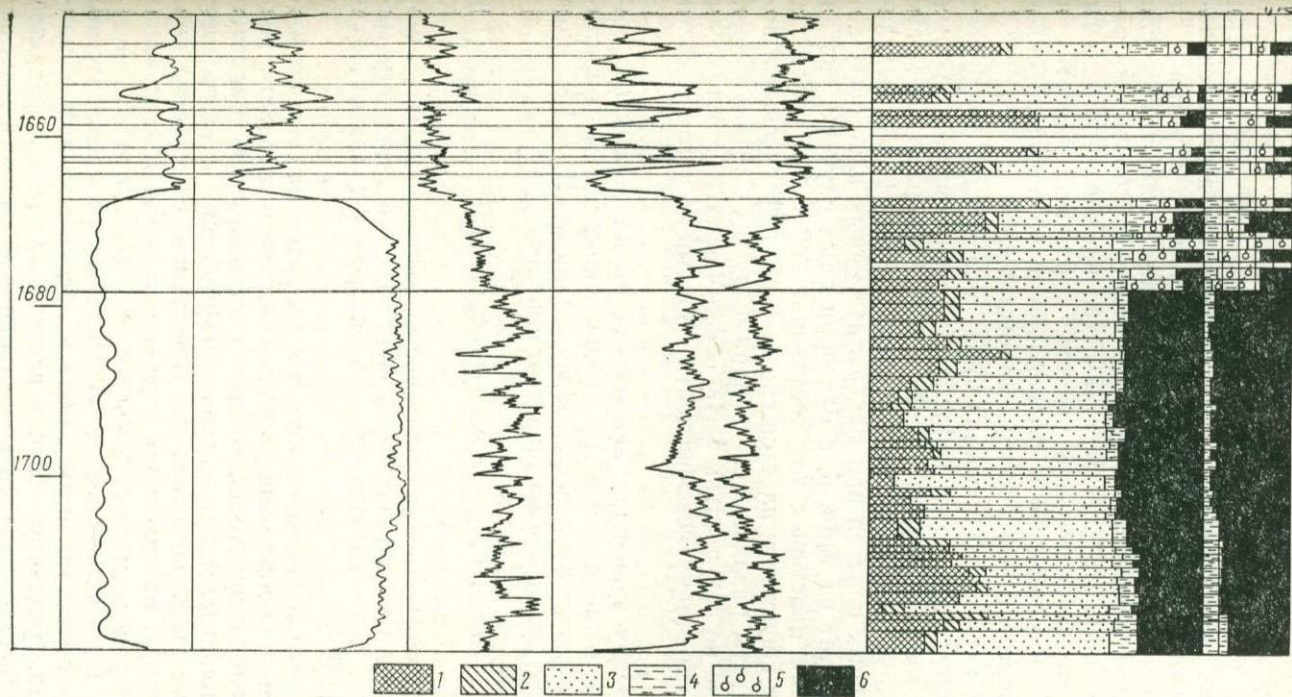


Рис. 27. Результаты раздельной оценки нефтенасыщенности и газонасыщенности пластов в газовой шапке Самотлорского месторождения.

Содержание: 1 — суммарное глинистости слоев и включений, 2 — глинистого цемента, 3 — песчаной фракции, 4 — воды относительно объема породы в целом ($k_B k_{П}$), 5 — то же, газа ($k_G k_{П}$), 6 — то же, нефти ($k_H k_{П}$); справа даны результаты интерпретации

случаев без отдельной оценки газонасыщенности и нефтенасыщенности пластов могут быть допущены существенные ошибки в подсчете запасов месторождений.

Методика отдельной оценки, основанная на определении суммарной нефтегазонасыщенности по результатам исследований в открытом стволе методами электрического каротажа и газонасыщенности по данным НК в крепленных скважинах после расформирования зоны проникновения, была опробована на ряде месторождений. На рис. 27 в качестве примера приведены результаты такой отдельной оценки нефтенасыщенности и газонасыщенности пластов в газовой шапке по одной из скважин Самотлорского нефтяного месторождения.

Изучение газоносных разрезов при пластовых давлениях свыше 400 кгс/см², а также нефтеносных разрезов при любых давлениях более эффективно ИНК и АК. Методы ИНК могут быть использованы в песчано-глинистых разрезах для выделения нефтеносных пластов при минерализованных пластовых водах. Как следует из табл. 5, в благоприятных случаях, когда минерализация пластовых вод составляет 200 г/л и более, а коэффициент пористости пластов свыше 20%, нефтеносные и водоносные пласты различаются по параметру $\lambda_{п}$. Следовательно, их разделение по результатам ИНК обеспечивается практически при любых вариациях коэффициента пористости и глинистости коллекторов.

При меньших значениях минерализации пластовых вод необходим количественный учет изменения пористости и глинистости, для чего могут быть использованы данные НК и ГК. Учет осуществляют путем применения соотношения

$$\lambda_{п} = \lambda_{ск} [1 - (k_{п} + C_{г.л})] + \lambda_{н} k_{п} k_{н} + \lambda_{в} k_{п} (1 - k_{н}) + \lambda_{г.л} C_{г.л}, \quad (10)$$

где $\lambda_{п}$, $\lambda_{ск}$, $\lambda_{н}$, $\lambda_{в}$ и $\lambda_{г.л}$ — соответственно декременты затухания нейтронов в пласте, его скелете, нефти, воде и в глинистом материале, мс⁻¹; $C_{г.л}$ — глинистость коллекторов в долях от объема породы [15].

Отметим, что в песчано-глинистых разрезах ряда нефтеносных провинций определяющую роль в изменении свойств коллекторов играет глинистость, которая контролирует и изменение пористости пластов. В этих условиях нефтеносные и водоносные пласты могут быть разделены по упрощенной схеме интерпретации, например, по графикам корреляции величин $\lambda_{п}$ и параметра I_{γ} , определяемого по значению $\Delta I = (I_{\gamma} - I_{оп}) / (I_{г.л} - I_{оп})$, где I_{γ} , $I_{оп}$, $I_{г.л}$ — показания ГК соответственно в исследуемом пласте, опорном неглинистом пласте и опорных глинах. Характерно, что для указанных типов песчано-глинистых разрезов типичным является наличие корреляционной связи между параметрами $\lambda_{п}$ и I_{γ} для водоносных и нефтеносных пластов.

В общем же случае, когда изменение пористости терригенных коллекторов контролируется не только их глинистостью, интерпретацию следует осуществлять с применением формулы (10). Требования к точности определения входящих в нее параметров повышаются по мере уменьшения объемного хлоросодержания пластов, т. е. понижения коэффициента пористости и минерализации пластовых вод. Опыт интерпретации данных [15, 55] показывает, что при использовании серийно выпускаемой аппаратуры необходимая точность нахождения этих параметров в разрезах с низкопористыми (до 5—10%) пластами обеспечивается даже при высокоминерализованных пластовых водах лишь при проведении измерений с остановками скважинного прибора против соответствующих интервалов разреза (измерения по точкам). Однако методика измерений по точкам не позволяет исследовать значительные интервалы разреза и может быть использована лишь для детализации. Указанное обстоятельство предопределяет при изучении подобных разрезов необходимость экспрессной методики выделения перспективных интервалов для выбора объектов с целью детальных исследований путем измерений по точкам.

В настоящее время выделение перспективных интервалов в разрезе скважин старого фонда может осуществляться в ряде случаев по степени осолонения цементного камня. Методика проведения скважинных измерений и интерпретации их результатов, а также ее возможности и ограничения достаточно полно рассмотрены в работах [9, 28]. Отметим лишь, что она эффективна при большой толщине цементного камня. Кроме того, достоверная интерпретация результатов геофизических исследований при использовании этой методики обеспечивается по скважинам, которые выстояли после крепления многие годы. Если же скважина простояла время, достаточное для расформирования зоны проникновения, но не обеспечивающее осолонение цементного камня в водоносных пластах, то, очевидно, необходимо использовать иные экспрессные методы выделения перспективных интервалов.

Наиболее эффективно использовать для этой цели параметр $\alpha_{п}$, определяемый по данным широкополосной модификации АК. В интервалах разреза крепленных скважин старого фонда, в которых сцепление цементного камня с породой и особенно с колонной не нарушилось в результате длительного простоя скважины, АК может иметь и самостоятельное значение при выделении нефтеносных пластов. Его роль при решении указанной задачи возрастает еще в связи с тем, что, как отмечено выше, параметр $\alpha_{п}$ практически не зависит от минерализации пластовых вод. Однако искажения этого параметра акустического сигнала, связанные с изменением состояния цементного камня, который в скважинах старого фонда может оказаться разрушенным, осложняет интерпретацию результатов АК, тем

более, что степень разрушения цементного камня зависит от характера насыщения примыкающего к нему пласта [28].

Выше было указано, что состояние цементного камня существенно меньше сказывается на кинематических параметрах акустического сигнала. В связи с этим, например, в карбонатных нефтеносных и водоносных интервалах разреза данные АК по скорости распространения акустических волн в комплексе с результатами НК по водородосодержанию обеспечивают при соответствующих условиях выделение в разрезах крепленных скважин старого фонда пластов, представленных кавернозными коллекторами. Методика установления таких пластов и отдельной оценки их общей и каверновой пористости, а также условия применимости этой методики те же, что и при рассмотренной ранее комплексной количественной интерпретации результатов АК и НК, полученных в скважинах непосредственно после их крепления.

В крепленных скважинах старого фонда с ненарушившимся тампонажным цементом более благоприятны условия и для отбора пластовых флюидов каротажными опробователями пластов. Приведенные в табл. 11 данные по ряду районов показыва-

Таблица 11

Район работ	Число объектов	Состав прсб				
		нефть	газ	пластовая вода	фильтрат с газовой дупной смесью	Непроницаемые пласты
Татарская АССР	42	11	—	7	8	16
Волгоградская область	37	2	7	6	4	18
Башкирская АССР	19	4	—	5	4	6
УзССР	3	1	—	1	—	1
Итого	101	18	7	19	16	41

ют, что, если при опробовании пластов приборами на кабеле получены притоки, то в 73% случаев отобранные пробы представлены пластовыми флюидами и лишь в 27% — фильтратом с газовойдушной смесью.

При этом, например, в интенсивно разрабатывавшихся песчанках угленосной свиты Татарии чистую нефть с попутным газом отбирали через 8 мес после крепления скважины, а из высокопористых газоносных песчаников Волгоградской области чистый газ — уже через 1,5 мес. В то же время в неоднородных алевролитах наряду с пробами нефти брали пробы фильтрата и через один год после бурения. В низкопористых карбонатных коллекторах Башкирии, не введенных в разработку, фильтрат сохранялся в зоне проникновения в течение нескольких лет [12].

В тех случаях, когда из пород-коллекторов отбирается фильтрат раствора с газозвоздушной смесью, может быть успешно использована методика интерпретации материалов опробования по компонентному составу полученных углеводородных газов [12, 60]. При качественном тампонировании в ряде случаев возможно использовать опробователи на кабеле для определения положения ВНК. Экспериментально установлено, что при простреле колонны в процессе проведения работ опробователями на кабеле даже через интервалы 0,5 м подсос жидкости из ствола скважины через ранее пробитые перфорационные отверстия не наблюдается (см. рис. 28).



а



б

Рис. 28. Результаты опробования пластов приборами на кабеле в крепленых скважинах Ромашкинского месторождения при решении различных геологических задач.

а — выявление оттока нефти за внешний контур залежи по скв. 2803 Азнакаевской площади; б — выявление нефтяных залежей после выработки основного девонского продуктивного горизонта в вышележащих отложениях карбона по скв. 2867 Азнакаевской площади; 1 — интервал перфорации

В настоящее время накоплен опыт применения опробователей на кабеле при проведении ревизионных и доразведочных работ на ряде эксплуатирующихся месторождений. Так, на Ромашкинском нефтяном месторождении в одной из скважин (рис. 28, а) был выявлен отток нефти за первоначальный контур нефтеносности. Установленное здесь по данным ИННК снижение хлорсодержания водоносного пласта могло быть истол-

ковано как замещение минерализованной пластовой воды пресной нагнетаемой водой. При проведении опробования приборами на кабеле скважина дала нефть. После перфорации она введена в эксплуатацию с дебитом 60 т/сут и фонтанировала четыре года. Перемещение нефти за контур получило в последующем технологическое объяснение при сопоставлении темпов закачки и отбора жидкости на этом участке.

Метод опробования может быть использован в общем комплексе геофизических исследований и для ревизии вышележащих отложений в скважинах старого фонда, выработавших основной эксплуатационный объект (рис. 28, б). Как и при исследованиях непосредственно после крепления скважин, опробователи на кабеле могут быть успешно применены в скважинах старого фонда и для оценки качества тампонирования.

С учетом указанных выше возможностей геофизических методов в крепленных скважинах старого фонда можно сформулировать основные цели этих исследований. Во-первых, уточнение нефтегазоносности отдельных интервалов разрезов, вскрытых скважинами на разрабатываемых или ранее разведанных и недоразведанных месторождениях. Предпосылки для обнаружения в этих случаях новых залежей обусловлены повышением информативности геофизических работ, связанной как с расформированием зоны проникновения, так и с возможностью применения новых методов, которые не могли быть привлечены при ранее проведенных геологоразведочных работах. Такие исследования в скважинах старого фонда представляют собой один из видов специальных геофизических работ, поскольку должны быть осуществлены в единичных скважинах каждого ревизируемого интервала разреза соответствующей площади.

Во-вторых, при выявлении новых залежей в разрезах разрабатываемых или ранее разведанных месторождений геофизические исследования в крепленных скважинах старого фонда могут быть выполнены также в целях получения исходной информации для подсчета запасов таких залежей. В этом случае исследования представляют собой массовые геофизические работы.

Методика проведения исследований в крепленных скважинах старого фонда, специфические требования к выбору и подготовке скважин и особенности интерпретации результатов изложены в специальных методических руководствах [16, 81]. Необходимо лишь отметить, что такие массовые геофизические работы можно выполнять в крепленных скважинах различного назначения — контрольных, пьезометрических, эксплуатационных, нагнетательных, а также в скважинах, подготавливаемых к консервации, ликвидации, простаивающих по техническим причинам и т. п.

Вместе с тем работы в крепленных скважинах старого фонда могут не обеспечить получение всей информации, необходимой для подсчета запасов выявленных новых залежей. Это может быть в основном по интервалам разреза, недостаточно освещен-

ным керновым материалом. В таких случаях для восполнения дефицита информации может оказаться обязательным бурением дополнительных скважин. Однако возможность изучения разрезов в скважинах старого фонда позволяет значительно сократить число дополнительных скважин, бурение которых необходимо для обоснования параметров новых залежей при подсчете их запасов по промышленным категориям. Например, на Ромашкинском нефтяном месторождении сокращение буровых работ при доразведке новых залежей в карбонатных отложениях обеспечило снижение затрат средств на 1 т разведанных запасов примерно в 3 раза [47].

Повторные геофизические исследования в крепленных скважинах

При повторных исследованиях в крепленной скважине проводят не менее двух циклов измерений одними и теми же геофизическими методами. Как отмечено выше, наиболее важным дополнительным интерпретационным параметром, получаемым в результате повторных измерений, является разность показаний применяемых методов, связанная с изменением состава и состояния порозаполняющих флюидов в коллекторах при расформировании зоны проникновения или при искусственном воздействии на пласты. В связи с этим основным назначением повторных исследований в крепленных скважинах является получение информации о подвижности флюидов в зоне проникновения коллекторов, характере их насыщения и положении газожидкостного и водонефтяного контактов.

При использовании разностных эффектов в качестве интерпретационных параметров к методике повторных исследований предъявляется ряд специфических требований. Отметим из них следующие.

1. Режим измерений и скважинные условия их проведения при различных циклах измерений должны быть по возможности идентичны, что обеспечит исключение или снижение влияния мешающих факторов. Оптimalен случай, когда разновременные измерения выполняют при одинаковом заполнении колонны, одними и теми же модификациями методов, типами скважинной аппаратуры и т. п. Требования к методике исследований достаточно полно изложены в работе [16].

2. Исследования каждого предыдущего и последующего циклов должны обеспечивать получение разностных эффектов, превышающих пороговую чувствительность применяемых геофизических методов к контролируемым изменениям свойств пластов.

Очевидно, что при изучении процесса расформирования зоны проникновения наибольшие разностные эффекты будут отмечаться при выполнении первого цикла измерений непосредственно после крепления скважины. Первый цикл измерений, как

показано в разделе «Геофизические исследования непосредственно после крепления скважин» главы 5, будет проведен в наиболее благоприятных условиях для получения информации об емкостных характеристиках пластов. Выбор времени проведения остальных циклов измерений зависит как от скорости расформирования зоны проникновения, определяемой конкретными условиями изучаемого разреза и технологией вскрытия пластов бурением, так и от задач, для решения которых выполняются повторные исследования.

В настоящее время наиболее распространенной задачей этих исследований является выделение газоносных пластов по данным двукратных измерений НК (см. рис. 7). Широкое практическое применение повторных исследований НК при изучении газоносных разрезов объясняется тем, что водородосодержание пластов (один из наиболее чувствительных и технически освоенных геофизических параметров) связано с изменением газонасыщенности в зоне проникновения. Дополнительная информация при решении указанной задачи может быть получена по результатам повторных измерений АК и ГК-П.

При прочих равных условиях эффективность повторных исследований с целью выделения газоносных пластов определяется пороговой чувствительностью применяемой модификации НК и принятой схемой измерений к изменению водородосодержания пластов. С помощью серийной аппаратуры лучшие результаты могут быть получены при использовании НК-Т с длиной зонда 50 см. Однако указанные размеры зонда оптимальны для аппаратуры с применяющимися типами детекторов тепловых нейтронов. При использовании более эффективных гелиевых счетчиков, выпуск которых освоен в последние годы, возможно не только повышение статистической точности измерений, но и увеличение размеров зондов НК-Т, что, согласно работе [6], повышает чувствительность метода.

Как показывает опыт работ [8, 17, 27, 49], при проведении НК серийно выпускаемой отечественной аппаратурой обеспечивается выделение практически всех пластов с промышленной газоносностью и объемом эффективного порового пространства, превышающим 2—3% абс. В общем случае пропуск газоносных пластов по результатам повторных исследований НК, по существу, возможен лишь в трещинных коллекторах, характеризующихся очень низкой пористостью, а также при высоких пластовых давлениях. Последнее связано с тем, что при давлениях свыше 400 кгс/см² водородосодержание в газе приблизительно такое же, как в воде и нефти. Поэтому использование методов, основанных на изучении газоносных разрезов по изменению во времени водородосодержания пластов, становится неэффективным.

В некоторых случаях пропуск газоносных пластов может быть обусловлен и тем, что НК изучает небольшую по глубине

часть зоны проникновения, в которой после крепления скважин из-за явлений кольматации и других причин не происходит перераспределения флюидов. Так было, например, при повторных исследованиях НГК в скважинах Оренбургского газового месторождения, хотя аналогичные исследования более глубинным ИННК позволили выявить интервалы, в которых наблюдалось расформирование зоны проникновения (рис. 29).

Более эффективно применение повторных исследований ИННК и для изучения газоносных разрезов при пластовых давлениях свыше 400 кгс/см^2 , а также в нефтеносных разрезах. В последнем случае скважинные измерения можно проводить как по точкам, так и непрерывно при фиксированных задержках, поскольку влияние сред, заполняющих скважину, практически не отражается на разности показаний разновременных измерений в нефтеносных пластах [16]. Это объясняется тем, что процессы осолонения и разрушения цементного камня даже в водоносных пластах протекают в течение одного-двух лет.

Методика интерпретации результатов повторных исследований ИННК зависит от соотношения хлоросодержания пластовых вод и глинистого раствора, а их эффективность — и от величин концентрации в них NaCl . В разрезах с высокоминерализованными пластовыми водами при пресных и слабоминерализованных промывочных жидкостях расформирование зоны проникновения отражается на диаграммах ИННК изменением показаний против водоносных пластов, тогда как против нефтеносных они остаются не измененными во времени (рис. 30). В этом наиболее важном для практики случае, чтобы выделить нефтеносные пласты по данным повторного ИННК, необходимо достоверно установить коллекторы по другим геофизическим параметрам.

В таких же разрезах, но при бурении на высокоминерализованных растворах, близких по концентрации NaCl к пластовым водам, наблюдается обратная картина: изменения показаний ИННК происходят только в интервалах нефтеносных пластов, где минерализованный фильтрат промывочной жидкости замещается нефтью (рис. 31). Приведенный случай является наиболее благоприятным при решении рассматриваемой задачи. В таких случаях обеспечивается однозначное выделение пластов с подвижной нефтью. Аналогична схема интерпретации данных повторного ИННК при пониженной минерализации пластовых вод и промывочной жидкости, но примерно равной концентрации в них NaCl , хотя этот случай менее благоприятен.

Эффективность повторных измерений методом ИННК в общем случае определяется степенью изменения объемного хлоросодержания в коллекторах в процессе расформирования зоны проникновения. Изменение объемного хлоросодержания, при котором еще возможно разделение нефтеносных и водоносных пластов по результатам повторного ИННК в крепленных скважинах, соответствует примерно $0,03 \text{ г NaCl на } 1 \text{ см}^3 \text{ породы}$. При

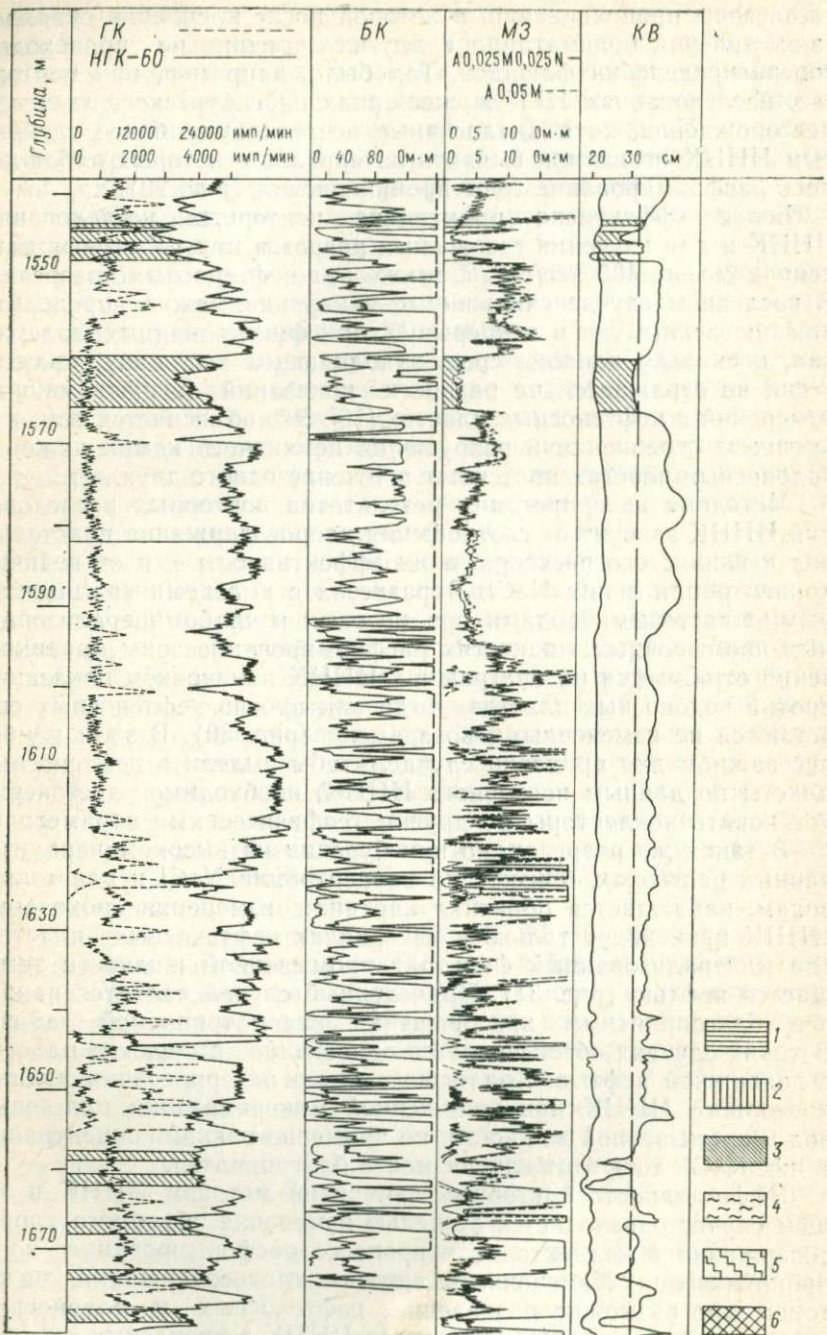
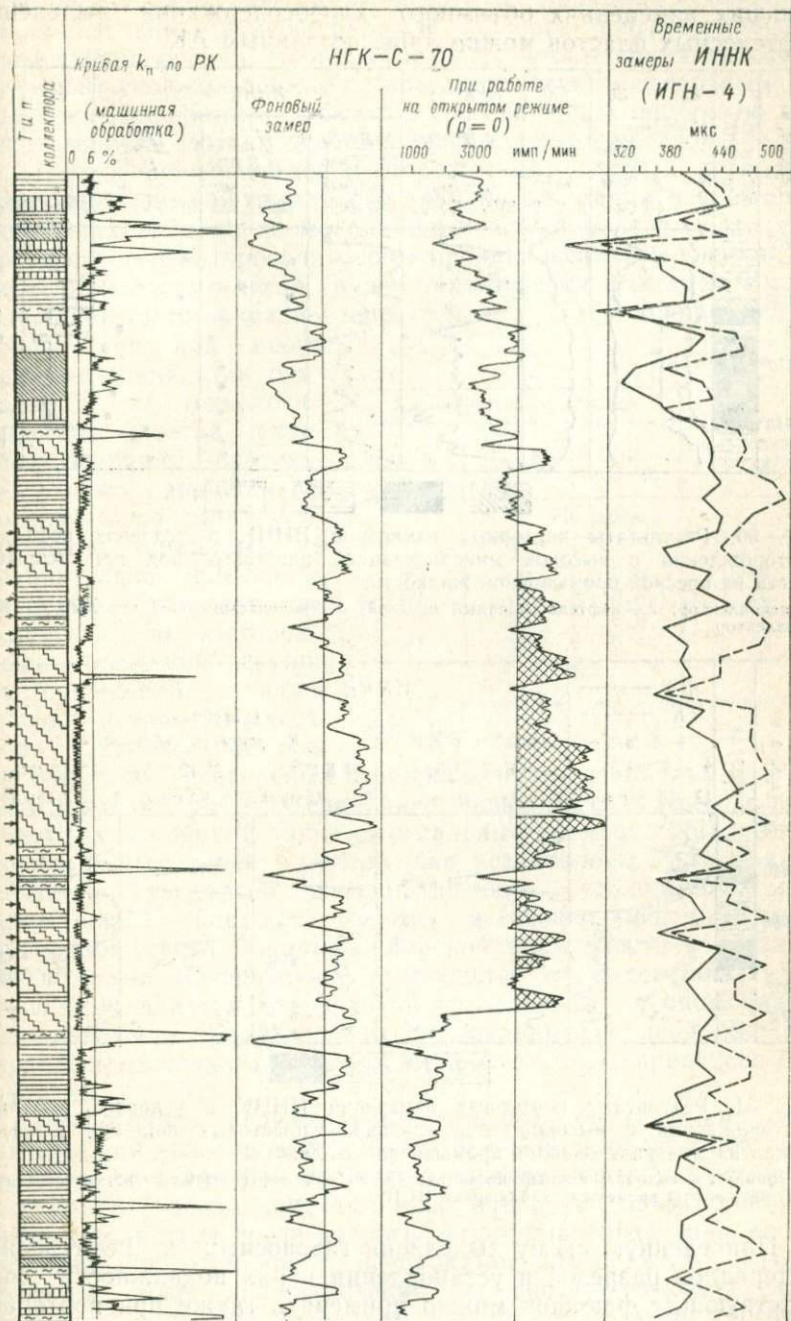


Рис. 29. Результаты повторных измерений методом ИННК в скв. 85
1 — низкопоровые породы; 2 — кавернозные породы; 3 — гранулярные породы; 4 — глина;



Оренбургского газоконденсатного месторождения.

5 — плотные породы; 6 — искусственно расформированная зона проникновения

меньших изменениях объемного хлоросодержания выделение нефтеносных пластов можно лишь по данным АК.

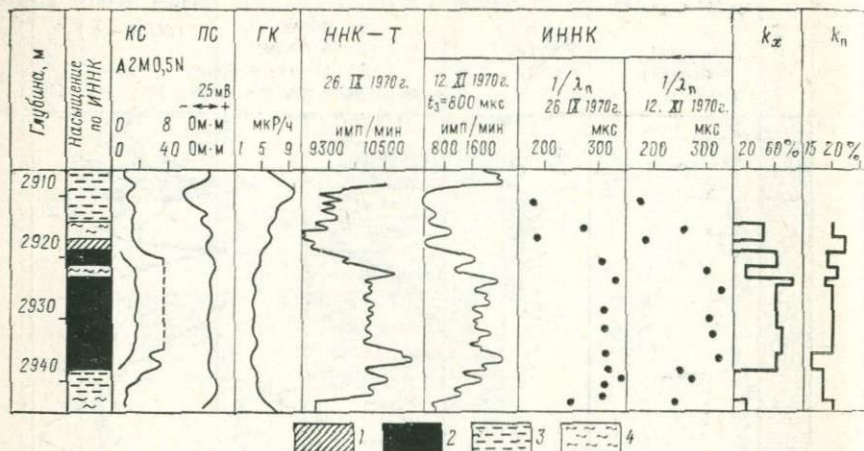


Рис. 30. Результаты повторных измерений ИННК в условиях нефтяных месторождений с высокой минерализацией пластовых вод при вскрытии пласта на пресной промывочной жидкости.

1 — неколлектор; 2 — нефтенасыщенный прослой; 3 — водонасыщенный прослой; 4 — квазиколлектор



Рис. 31. Результаты повторных измерений ИННК в условиях нефтяных месторождений с высокой минерализацией пластовых вод при вскрытии пласта на минерализованной промывочной жидкости.

1 — глина; 2 — водонасыщенный песчаник; 3 — то же, нефтенасыщенный; точками показаны результаты временных наблюдений ИННК

Приведенную схему выделения газоносных и нефтеносных интервалов разрезов и установления в них подвижности соответствующих флюидов можно применять также при повторных исследованиях в крепленных скважинах для отбивки водонефтяного и газожидкостных контактов. Выявление продуктивных

пластов и отбивка контактов не требуют проведения конечного цикла повторных измерений после полного расформирования зоны проникновения. Необходимо лишь, чтобы время ожидания (простой) скважины после ее крепления было достаточным для получения разностных эффектов, превышающих пороговую чувствительность соответствующих геофизических методов.

При изучении разрезов месторождений на новых площадях прогнозирование оптимального времени ожидания в крепленых скважинах вряд ли возможно, поскольку характер протекания процесса расформирования зоны проникновения во времени зависит от большого числа трудно учитываемых факторов. Вместе с тем, как было показано ранее (см. рис. 17), в конкретных условиях того или иного

месторождения при одинаковой технологии вскрытия пластов бурением скорость протекания этого процесса в определенных типах коллекторов изменяется в сравнительно небольших пределах. Это дает возможность на месторождении или даже группе месторождений аналогичного строения установить оптимальное время ожидания в крепленых скважинах путем специальных экспериментальных работ в единичных скважинах. В ряде нефтегазоносных провинций такие оптимальные времена ожидания для определенных типов разрезов уже установлены и приняты в качестве стандартов соответствующих геологоразведочных предприятий. Так, для газовых и газоконденсатных месторождений севера Западно-Сибирской низменности в стандарте предприятия «Оперативное руководство по выделению газонасыщенных пластов для условий разведочных районов Главтюменьгеологии» предусмотрены оптимальные времена ожидания крепленых скважин (при k_{II} не менее 25%), приведенные в табл. 12.

Аналогичным образом устанавливают оптимальное время ожидания в крепленых скважинах при использовании повторных исследований для количественных оценок нефтегазонасыщенности пластов, когда конечный цикл измерений обязательно должен выполняться после полного расформирования зоны проникновения. При этом время, необходимое для полного расформирования зоны проникновения в соответствующих типах коллекторов, можно определять как по результатам многократных исследований в единичных скважинах, так и по методике,

Таблица 12

Характеристика коллектора			$t_{\text{опт}}$ крепленых скважин, сут
k_{II} , %	$C_{гд}$, %	$A_{ПС}$ отн. ед.	
Не менее			
80	5	0,6	10
60	10	0,6	20
60	15	0,6	30
60	15	0,4	40

Примечание. $A_{ПС}$ — относительная аномалия ПС.

изложенной в разделе «Многозондовый нейтронный каротаж» главы 4. Интерпретационная схема использования геофизических параметров в этом случае та же, что и при обработке результатов исследований в крепленных скважинах старого фонда. Необходимо лишь отметить, что условия для количественных оценок газонасыщенности коллекторов по их водородосодержанию более благоприятны по сравнению со скважинами старого фонда, так как имеется возможность определить коэффициент пористости по данным первого цикла измерений и коэффициент объемной газонасыщенности по результатам всего комплекса повторных исследований. Последнее справедливо и для оценки нефтенасыщенности коллекторов по данным ИННК непосредственно после расформирования зоны проникновения в условиях высоких и примерно равных концентраций NaCl в пластовых водах и промывочных жидкостях.

Кроме того, получаемые при таких исследованиях разностные эффекты могут быть использованы в качестве интерпретационных параметров для оценки в коллекторах нижнего предела объемного содержания подвижной компоненты пластовых флюидов. Так, в газоносных пластах максимальные различия в показаниях НК, обусловленные изменением водородосодержания в зоне проникновения, соответствуют доле объема породы, в которой фильтрат глинистого раствора вытесняется газом, поступающим из не затронутой проникновением части пласта. Эта доля объема породы, как параметр, который может быть оценен по результатам повторных исследований, во всех случаях равна или меньше эффективного объема порового пространства, т. е. произведения коэффициентов газонасыщенности и эффективной пористости пластов. Аналогичным образом можно показать, что, например, при высокоминерализованных глинистых растворах по различиям в показаниях ИННК может быть получена подобная информация как о газоносных, так и о нефтеносных пластах. Отметим, что в формулах подсчета запасов по объемному методу [11, 26, 30] также используют произведение коэффициентов нефтегазонасыщенности $k_{н(г)}$ и пористости $k_{п}$.

Однако при современном уровне развития геофизических исследований в крепленных скважинах применение рассматриваемого параметра при подсчете запасов может привести к занижению конечных результатов. В связи с этим в настоящее время применение этого параметра при подсчете запасов допустимо, очевидно, даже в благоприятных случаях лишь для геолого-экономической оценки месторождений. В то же время при подсчете запасов по промышленным категориям указанный параметр представляет интерес в качестве контрольного. Действительно, если в отдельных интервалах разреза этот параметр, определенный по повторным исследованиям, окажется больше произведения $k_{н(г)}/k_{п}$, оценка которого сделана путем использования иной информации, то это однозначно свидетельствует о том, что по

приведенным интервалам разреза допущены ошибки в определении значений $k_{н(г)}$ или $k_{п}$.

Так, при рассмотрении результатов подсчета запасов Оренбургского газового месторождения в 1975 г. объемная газонасыщенность ($k_r k_{п}$) пластов с $k_{п} < 6\%$ была принята ГКЗ СССР равной $0,4\%$. Вместе с тем повторные исследования ИННК, выполненные в одной из скважин, показали, что в интервалах разреза, представленных пластами с $k_{п} = 3 \div 6\%$, наблюдается расформирование зоны проникновения. Доля указанных интервалов в общей мощности пластов составила в скважине около 30% и оказалась примерно такой же в другой скважине, в которой также были проведены повторные исследования ИННК. В этих пластах различия в параметре $\lambda_{п}$ соответствуют изменению объемной газонасыщенности по первой скважине в пределах $1,7-3,9\%$ (в среднем $2,15\%$) и по второй — $1,4-4,35\%$ (в среднем $2,5\%$). Очевидно, что для части месторождения, освещенной указанными скважинами, приведенные величины являются нижним пределом обобщенного подсчетного параметра $k_r \cdot k_{п}$ для пластов с $k_{п} = 3 \div 6\%$, т. е. принятое по этим пластам значение $0,4\%$ является ошибочным. Однако для обоснования в ГКЗ СССР этого вывода по месторождению в целом фактических данных оказалось недостаточно, поскольку повторные исследования ИННК были выполнены лишь в двух скважинах.

Повторные геофизические исследования могут быть использованы также для изучения в перфорированных интервалах разреза изменений состава и состояния порозаполняющих флюидов в процессе расформирования зоны проникновения при опробовании пластов и сопряженных с опробованием операций. Требования к методике и технике геофизических измерений в процессе опробования в крепленных скважинах аналогичны требованиям к исследованиям в действующих эксплуатационных скважинах [81] и поэтому не рассматриваются. Отметим лишь особенности проведения и интерпретации результатов геофизических работ, сопряженных с солянокислотной обработкой пластов.

Идея использования геофизических исследований в сочетании с солянокислотной обработкой пластов была сформулирована еще в 60-х годах. Однако методика этих исследований не прошла промышленного опробования и не была применена на практике в связи с несовершенством аппаратуры, необходимой для изучения изменений свойств пластов в результате солянокислотной обработки и последующего освоения скважин.

В настоящее время, когда ИННК, высокочувствительный к содержанию хлора в пластах, повсеместно внедрен в практику геологоразведочных работ, расширились и возможности геофизических исследований при изучении изменений свойств при-скважинной части пластов в результате солянокислотной обработки. Получение дополнительной информации о пластах при

сопряжении геофизических измерений с солянокислотной обработкой имеют тем более существенное значение, что такую обработку проводят в основном в карбонатных разрезах, где эффективность обычных геофизических исследований, как правило, невысокая [59].

Для оценки возможности определения объемного содержания соляной кислоты в пласте методом ИННК в табл. 13 приведены расчетные данные о декременте затухания плотности тепловых нейтронов в известняке в зависимости от коэффициента пористости и концентрации соляной кислоты.

Таблица 13

C_{HCl} , %	$1/\lambda_{п}$, мкс		
	$k_{п} = 1\%$	$k_{п} = 3\%$	$k_{п} = 5\%$
5	608	554	513
10	588	518	463
15	573	484	420
20	557	452	380
25	542	423	347

Из табл. 13 видно, что при объеме порового пространства, превышающем 1% от объема породы и заполняемом соляной кислотой, различия по параметру $\lambda_{п}$ достаточны, чтобы изменения в показаниях ИННК на больших задержках

достигали 30—50%, т. е. обеспечивалось надежное выявление соответствующих пластов по результатам измерений, проведенных применяющейся аппаратурой.

При таких исследованиях оптимальным можно признать проведение нескольких циклов измерений ИННК: до солянокислотной обработки, после обработки и после удаления из пласта кислоты и продуктов ее распада в результате освоения скважины. При необходимости контроля за процессом солянокислотной обработки ИННК можно выполнять многократно через насосно-компрессорные трубы.

Первый цикл исследований проводят для того, чтобы исключить влияние изменений нейтронных параметров скелета пород в изучаемом интервале разреза при последующей интерпретации результатов всего комплекса измерений. Учет изменений в показаниях метода, обусловленных различным заполнением скважины до и после солянокислотной обработки, можно производить по интервалам разреза, в которые кислота не поступает (например, интервалы, перекрытые неперфорированной колонной). В остальном схема обработки результатов аналогична интерпретации данных обычных повторных исследований. Приращенния коэффициента пористости пластов в результате солянокислотной обработки могут быть учтены по данным третьего цикла измерений. Результаты этого цикла используют также для выделения пластов, из которых продукты реакций кислоты с породой не извлекаются в процессе освоения скважины.

Описанная методика геофизических исследований, сопряженных с солянокислотной обработкой пластов, была опробована на Оренбургском газовом месторождении. При этом локализа-

дию притоков до и после солянокислотной обработки обеспечивали по данным термометрии. На рис. 32 приведены в качестве примера результаты таких исследований в скв. 7.

Следует отметить, что по первому и второму циклам измерений ИННК выделяют интервалы разреза, в которые вошла кислота в процессе солянокислотной обработки. Поступление кислоты в соответствующие интервалы разреза указывает на то, что в этих пластах происходит вытеснение газа жидкостью, хотя большинство из них при опробовании практически не проявилось, что следует из данных термометрии. В то же время по результатам повторных измерений методом ИННК не фиксируется поступление кислоты в газоотдающий пласт, который по результатам термометрии локализуется в интервале глубин 1830—1831 м. Вероятно, этот пласт характеризуется трещинной пористостью, что подтверждается и косвенными данными — сопоставлением результатов БК и НГК по методике, описанной в работах [14, 64].

Приведенные экспериментальные результаты показывают, что солянокислотная обработка карбонатных пластов, сопряженные с ней повторные геофизические измерения и локализация притоков пластовых флюидов в перфорированных крепленых скважинах позволяют получить достоверную информацию о воздействии соляной кислоты на прискважинную часть пластов, необходимую при оценке результатов последующих испытаний. Кроме того, на основании комплекса этих исследований можно выделить дополнительные фильтрационные мощности, а также разделить коллекторы в пределах этих мощностей на следующие типы.

1. Пласты, в которые поступает соляная кислота в процессе солянокислотной обработки, а продукты ее реакций с породой извлекают при последующем освоении скважины.

2. Пласты, в которые входит соляная кислота и которые в последующем не осваивают, а продукты реакций соляной кислоты с породой остаются в поровом пространстве коллекторов. В рассмотренном выше примере такие пласты характеризуются низкими значениями параметра $\lambda_{п}$, что позволяет отнести их к коллекторам с высоким объемным коэффициентом вытеснения пластовых флюидов кислотой. Отметим, что в число этих пластов, несмотря на отсутствие притоков при их опробовании, в том числе после солянокислотной обработки, вошли и интервалы, представленные основным на месторождении типом коллектора, который по данным кернового анализа имеет $k_{п}$ от 6% и выше при среднем значении около 11% и $k_{пр} = 1$ мД.

3. Пласты с трещинной пористостью, которые при испытаниях дают притоки пластовых флюидов, хотя поступление в них кислоты при солянокислотной обработке существующими геофизическими методами установить не удается из-за очень низкой пористости.

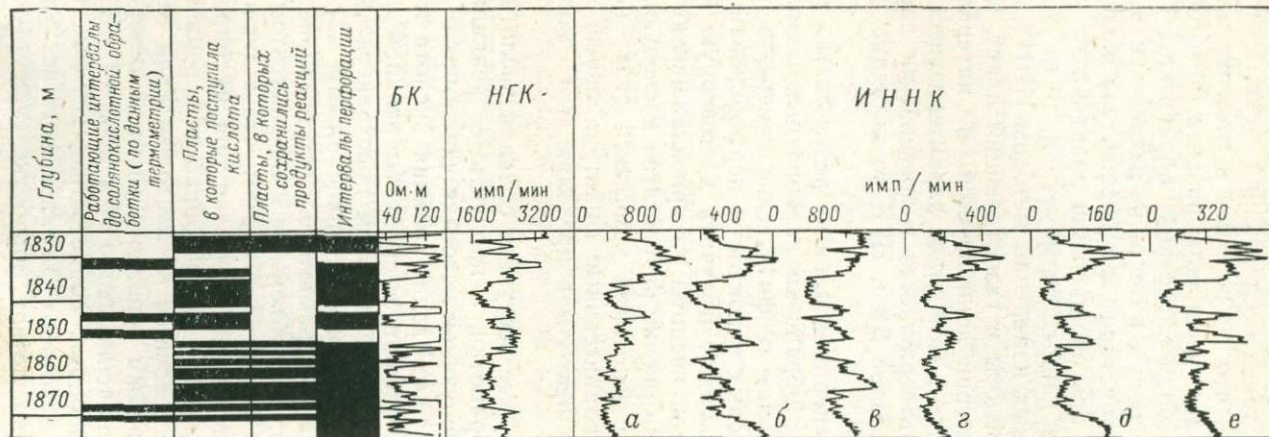


Рис. 32. Сопоставление результатов ИННК при $t_d=1100$ мкс (а—в) и $t_d=1600$ мкс (z—e), полученных до солянокислотной обработки (а, z), в процессе (б, д) и после нее (в, e) в скв. 7 Оренбургского газоконденсатного месторождения

В перфорированных интервалах разреза повторные исследования методами НК или ИННК могут быть также сопряжены с искусственным задавливанием глинистого раствора в пласты, освоенные при испытаниях. На рис. 33 приведен пример сопоставления результатов НГК, полученных в процессе опробования газоносных пластов и после задавливания в них глинистого раствора. При этом сопоставление проведено по параметру W_p , методика определения которого рассмотрена выше. Слева от графика сопоставления приведена номограмма, по которой может быть оценено изменение объемной газонасыщенности $k_p k_r$, обусловленное вытеснением газа фильтратом глинистого раствора при его задавливании в пласты. Показана схема определения произведения $k_p k_r$ для двух пластов.

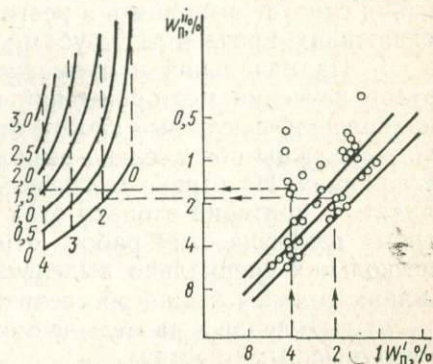


Рис. 33. Сопоставление данных НГК, полученных в процессе испытания низкопористых газоносных пластов и после задавливания в них глинистого раствора по скв. 87 Оренбургского газоконденсатного месторождения.

W_p' — водородосодержание пластов в единицах пористости при задавленной скважине; W_p — то же, в процессе испытаний; шифр кривых на номограмме слева: пунктирных — W_p' , сплошных — $k_p k_r$.

Следовательно, повторные исследования в крепленых скважинах как в процессе расформирования зоны проникновения, так и при искусственном воздействии на пласты являются высокоинформативным методом изучения характера насыщения пластов и их фильтрационных возможностей. Вместе с тем такие исследования из-за трудоемкости и длительности не могут быть выполнены в значительном числе скважин и поэтому является предметом специальных геофизических работ. Их целесообразность следует определять в процессе изучения месторождений поисковым и разведочным бурением. Повторные исследования возможно проводить на всех стадиях изучения месторождений, обеспечивая решение различных задач, основными из которых являются следующие.

1. Повторные исследования в перфорированных интервалах, сопряженные с опробованием в крепленых скважинах, можно выполнять во всех случаях, когда необходим контроль за ходом этой операции или требуется дополнительная информация для интерпретации результатов опробования. Такие исследования особенно эффективны при комплексировании с геофизическими методами, обеспечивающими локализацию притоков пластовых флюидов.

2. На поисковых стадиях изучения месторождений (см. табл. 4) повторные исследования в неперфорированных интервалах крепленных скважин могут быть проведены для получения дополнительной информации о нефтегазоносности вышележащих пластов в случаях длительных сроков опробования скважин. При прекращении работ в связи с отрицательными результатами опробования в первых поисковых скважинах такие исследования следует выполнять в ревизионных целях во всех подобных скважинах, крепленных трубами.

3. На начальной и промежуточной стадиях разведочного этапа изучения месторождений повторные исследования, как наиболее эффективный способ отбивки контактов газ — нефть — вода, должны обязательно выполняться в одной или нескольких скважинах. На основе таких исследований необходимо устанавливать и критерии отбивки этих контактов по результатам массовых геофизических работ. Эти исследования в одной или в нескольких специально выделенных первых разведочных скважинах должны также обеспечить:

а) выделение в разведываемом интервале разреза всех типов продуктивных пластов;

б) установление интервалов разреза с трехкомпонентным насыщением (газ, нефть, вода);

в) получение информации о темпах расформирования зоны проникновения в различных коллекторах с целью ее использования для разделения продуктивных пластов на типы со сходными подсчетными параметрами, а также для обоснования возможности сокращения опробовательских работ на конечной стадии разведки месторождений.

4. На конечной стадии разведочного этапа повторные исследования в неперфорированных интервалах можно выполнять для определения подвижности флюидов в отдельных типах продуктивных пластов, нефтегазоносность которых доказана опробованием в ранее исследованных скважинах. Эти исследования могут обеспечить некоторое сокращение объемов опробовательских работ, однако возможность такого сокращения должна быть предварительно установлена на предшествующей стадии изучения месторождения.

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В КРЕПЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ

Выше неоднократно подчеркивалось, что геофизические исследования в крепленных скважинах являются неотъемлемым составным элементом общего комплекса работ по получению информации о разрезах скважин. В последние годы такие исследования ГК, НК и ИНК были эффективно использованы совместно с другими видами геофизических работ для уточнения строения и нефтегазоносности ряда месторождений в сложных геолого-геофизических условиях, главным образом в Западной Сибири [4, 49, 61], Урало-Поволжье [17, 19, 41, 42, 47, 80], и Восточном Ставрополье [15]. На некоторых из этих месторождений исследования выполняли в целях ревизии ранее изучавшихся разрезов и при доразведке отдельных залежей.

Очевидно, что при ревизионных и доразведочных работах возможности геофизических исследований в крепленных скважинах в повышении эффективности геологоразведочных работ реализуются лишь частично. Вместе с тем на практических примерах можно проследить, к чему приводит недооценка роли таких исследований. Поэтому ниже освещается в основном опыт использования при ревизионных и доразведочных работах, хотя их во все возрастающих масштабах начали применять и при поисково-разведочных работах на новых площадях. Результаты исследований приведены по отдельным месторождениям, выбор которых сделан с учетом охвата различных типов разрезов.

Изучение нефтяных месторождений в терригенных разрезах

При изучении таких месторождений информативность применяющегося комплекса и методики исследований скважин обычно низка в разрезах, продуктивные объекты которых представлены глинистыми коллекторами. В результате этого в песчано-алеврито-глинистых разрезах нередко случаи недостаточной обоснованности эффективных мощностей и других подсчетных параметров, если при их оценке привлекают лишь результаты геофизических исследований в некрепленных скважинах. Например, в Восточном Ставрополье на ряде введенных в разработку месторождений оказались непродуктивными отдельные интервалы разреза, включенные при подсчете запасов в эффективные мощности. Указанное обстоятельство нашло объяснение лишь на этапе доразведочных работ на Мектебском и Колодезном

нефтяных месторождениях, когда для уточнения строения и нефтеносности разрезов были использованы в комплексе с другими данными результаты геофизических исследований в крепленых скважинах.

На этих месторождениях в нижнемеловых отложениях проницаемые интервалы представлены пластами, в которых песчаная фракция составляет 10—80%, алевритовая 15—70% и глинистая 5—20%. Коэффициент пористости таких пластов изменяется в пределах 5—20%, коэффициент проницаемости — от единиц до 200 мД и более. Минерализация пластовых вод достигает 70—110 г/л NaCl, скважины, как правило, бурят на пресных растворах.

При проведении доразведочных работ геофизические исследования в крепленых скважинах были привлечены, во-первых, для локализации интервалов притока при опробованиях, выполненных в пластах различных типов. Сопоставление результатов БКЗ, ПС, радиометрии, микрозондирования и кавернометрии с данными кернового анализа и поинтервальных опробований показало, что информация, получаемая в открытом стволе указанным комплексом геофизических методов, не обеспечивает однозначное разделение пластов на коллекторы и неколлекторы. Было установлено, что пласты с преимущественно алевритовым составом, залегающие выше ВНК и характеризующиеся по данным такого комплекса (относительному параметру ПС, наличие зоны проникновения по БКЗ и т. п.) так же, как высокодебитные коллекторы, имеют низкие фильтрационные свойства и при опробовании дают непереливающиеся притоки пластовой воды.

Во-вторых, результаты геофизических исследований в крепленых скважинах были использованы для разделения пластов с различными фильтрационными свойствами по времени расформирования в них зоны проникновения $t_{з.п}$ (см. рис. 17). Значения $t_{з.п}$ определяли по водоносным интервалам, а полученные результаты переносили на аналогичные пласты в нефтенасыщенной части разреза. Возможность такого переноса была предварительно подтверждена результатами поинтервальных опробований около 50 скважин.

Величины $t_{з.п}$ в водоносных пластах оценивали по изменению условного параметра k_x , определяемого по данным ИННК. В условиях бурения на пресных растворах для зоны проникновения нефтеносных пластов величины $\lambda_{п}$ и $\lambda_{ф}$ близки между собой, и поэтому тот же параметр k_x для нефтеносных пластов с достаточной для практики точностью может быть определен согласно соотношению (10) из выражения

$$k_x = \frac{k_{п}(\lambda_{в} - \lambda_{ск}) + C_{гл}(\lambda_{гл} - \lambda_{ск}) - (\lambda_{п} - \lambda_{ск})}{\lambda_{в} - \lambda_{п}}$$

При этом в нефтеносных пластах изменением во времени декремента $\lambda_{п}$, обусловленным восстановлением минерализации остаточной воды в связи с диффузионным осолонением ее в зоне проникновения, в течение даже одного-двух лет можно пренебречь.

В крепленных скважинах, исследованных методом ИНК, величину k_x определяли по всем пересечениям пластов выше ВНК. По тем же пересечениям были определены и другие геофизические параметры: водородосодержание (коэффициент пористости) по НК, глинистость $S_{гп}$ по ГК, относительная аномалия ПС ($A_{пс}$) и т. п. На основе комплексного использования этих характеристик, а также данных кернового анализа и поинтервальных опробований было выделено в разрезе несколько типов пластов со сходными фильтрационно-емкостными свойствами. Характеристика этих пластов по Колодезному месторождению приведена в табл. 14. Необходимо отметить, что самостоятельный тип составляют пласты (в табл. 14 отнесены к квазиколлекторам), в которых имеется проникновение фильтрата глинистого раствора, но расформирование зоны проникновения не наблюдается. Повторные исследования методом ИНК, выполненные до и после опробования соответствующих интервалов, давших незначительные притоки пластовой воды, показали, что величина k_x в этом типе пластов уменьшается практически до нуля, как и в водоносных коллекторах после полного расформирования зоны проникновения.

Приведенные данные легли в основу уточнения строения и запасов ряда месторождений в отложениях нижнемелового возраста Прикумского нефтегазоносного района. Так, на Колодезном месторождении нефтяная залежь IV пласта, которая считалась ранее массивной, распалась на три залежи, разделенные прослоями квазиколлекторов и имеющие свои ВНК (рис. 34). При этом эффективная нефтенасыщенная мощность, которая ранее была принята в купольной части структуры равной 25 м, сократилась до 10 м, в результате чего запасы уменьшились почти в 2 раза.

Аналогичные доразведочные работы привели к еще более существенным изменениям в представлениях о строении и нефтеносности Мектебской группы месторождений. По ним были ранее приняты запасы нефти по промышленным категориям в прослое 16-1, а на Западно-Мектебском месторождении — и в прослое 16-2. Полученные при доразведке данные показали, что в прослое 16-1 действительная нефтенасыщенная мощность в 3 раза меньше принятой при подсчете запасов, а на Западно-Мектебском месторождении в прослое 16-2 нет нефтенасыщенных коллекторов.

Результаты геофизических исследований в крепленных скважинах были привлечены и при подсчете запасов нефти в полимиктовых песчаниках Самотлорского, Федоровского, Савуйского

Коллекторская характеристика пород	Типы пластов	Содержание фракций (по керну), %			Геофизическая характеристика пород					Примечания
		песчаной	алевритовой	глинистой	$t_{зп}$, мес.	k_x , отн. ед.	$k_{п}$, %	$C_{гд}$, %	$A_{ПС}$, отн. ед.	
Коллектор	I	70—80	15—20	5—15	1,5	0,7	20	0—3,5	$>0,8$	В долго простоявших скважинах с расформированной зоной проникновения водонасыщенные пласты I, II и III типов характеризуются величиной $k_x = 0$
	II	70—80	15—20	5—15	3,5	0,7	17	3,5—10,5	0,65—0,8	
	III	70—80	15—20	5—15	30	0,6—0,7	17	10,5—14,0	0,6—0,65	
Квазиколлектор	IV	25	60	15	∞	0,3—0,4	17	14—18	0,6—0,65	Порода способна содержать пластовую воду и отдавать ее при большой депрессии
Неколлектор	V	10—15	70	20	∞	0,2	14—16	18	0,5—0,6	При испытаниях притока жидкости нет

и ряда других месторождений Среднего Приобья. Для этих целей была использована, в частности, методика определения коэффициента пористости и глинистости нефтеносных пластов по данным НК-Т и ГК, разработанная применительно к исследованиям как в крепленых скважинах, так и в открытом стволе. Эффективность этой методики, подробно описанной в работе [6],

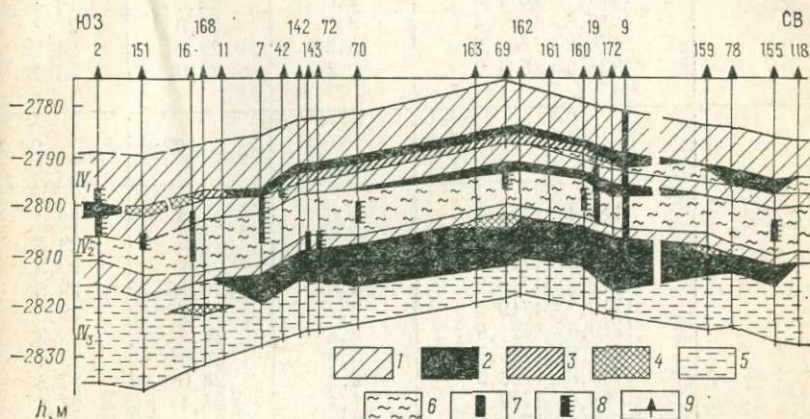


Рис. 34. Схема строения залежей пласта IV Колодезного месторождения. 1 — неколлектор; 2 — нефть; 3 — нефть с водой; 4 — плотный слой; 5 — вода; 6 — квазиколлектор; 7 — испытания в открытом стволе (нефть); 8 — испытание в колонне (нефть); 9 — скважины

может быть показана на фактических данных по Самотлорскому месторождению.

В разрезе этого месторождения, представленного переслаиванием глин, алевроитов и полимиктовых песчаников, продуктивными являются пачка АВ (пласты АВ₁, АВ₂₋₃ и АВ₄₋₅) и пласт БВ₈. Интерпретацию геофизических материалов осложняют низкая минерализация пластовых вод, не превышающая 30—40 г/л NaCl, и глинистость коллекторов, представленная рассеянным, слоистым (вкрапленным) и смешанным типами. Разведочные и эксплуатационные скважины на месторождении бурят в основном на пресных растворах. Пример результатов комплексной интерпретации геофизических материалов приведен на рис. 27.

Достоверность определения k_{II} при использовании рассматриваемой методики может быть оценена путем сопоставления со значениями коэффициента пористости по данным других методов. Такое попластовое сравнение с результатами ядерного анализа по ряду скважин показало, что расхождения в значениях k_{II} по керну и данным НК-Т и ГК по каждому из горизонтов в среднем не превосходит 1%, причем величины k_{II} по этой методике занижены. По отдельным пропласткам расхождения более существенны и достигают иногда 3%. Систематиче-

Таблица 15

Индекс пласта	Интервал глубин, м	Мощность пласта, м	$k_{п}$, %	
			по керну	по данным НК-Т, ГК
A ₁	1613,8—1617,8	4,0	22,0	19,4
	1617,8—1621,4	3,6	22,0	21,3
	1626,2—1630,0	3,8	22,0	24,2
	1631,6—1634,0	2,4	22,0	25,0
			$k_{п.ср}=22,0$	$k_{п.ср}=22,2$
A ₄₊₅	1700,4—1702,0	1,6	27,7	27,8
	1704,6—1709,8	5,2	28,5	29,5
	1712,3—1716,3	4,0	29,1	29,5
	1712,3—1716,3	4,0	29,1	29,5
	1716,3—1719,5	3,2	28,7	29,5
	1719,5—1721,9	2,4	28,5	29,5
	1721,9—1725,5	3,6	29,5	29,5
	1725,8—1728,0	2,2	28,6	27,8
	1728,0—1729,4	1,4	25,4	27,8
	1735,8—1738,2	2,4	25,3	27,0
1738,2—1739,4	1,2	30,0	27,0	
			$k_{п.ср}=28,8$	$k_{п.ср}=27,7$

ское занижение значений $k_{п}$ по данным НК-Т и ГК обусловлено, очевидно, тем, что в рассматриваемой методике предусмотрено внесение поправки за горное давление, величина которой, согласно работе [24], составляет для условий месторождений Среднего Приобья примерно 1%. В качестве примера в табл. 15 приведено сопоставление $k_{п}$ по керну и материалам НК-Т и ГК по скв. 96.

Однако подобные сопоставления возможны по ограниченному числу скважин, в которых разрез достаточно освещен кернавым материалом. В этих же целях массовые контрольные оценки могут быть сделаны путем сравнения значений $k_{п}$ водоносных пластов по данным НК-Т и ГК и электрического каротажа. Результаты такого сопоставления по ряду скважин Самотлорского месторождения приведены в табл. 16. Среднеквадратичное расхождение между соответствующими значениями $k_{п}$ составляет для приведенных данных 0,8%. При этом по критерию Стьюдента с вероятностью более 90% значения $k_{п}$ по данным НК-Т и ГК оказываются на 0,5% выше, чем по результатам электрического каротажа, что, возможно, связано с частичным нефтенасыщением в водоносной части разреза.

Таблица 16

Номера скважин	Индекс пласта	Интервал глубин, м	Мощность пласта, м	$k_{п}, \%$		$\Delta k_{п}, \%$
				по данным электрического каротажа	по результатам ННК-Т, ГК	
200	A ₆	1794,6—1806,4	11,8	27,5	28,1	-0,6
200	A ₆	1816,5—1823,0	6,1	28,5	28,6	-0,1
203	A ₆	1784,0—1797,8	13,8	27,5	26,6	0,9
203	A ₇	1807,8—1816,2	8,4	28,5	27,9	0,6
204	A ₇	1806,6—1814,6	8,0	26,0	26,9	-0,9
204	A ₇	1816,0—1820,4	4,4	24,5	25,6	-1,1
212	A ₄₊₅	1817,0—1818,0	2,0	28,5	28,6	-0,1
212	A ₆	1844,6—1850,4	5,8	29,2	29,3	-0,1
212	A ₆	1850,4—1855,6	5,2	27,0	28,2	-1,2
212	A ₆	1856,0—1858,6	2,6	26,5	27,5	-1,0
216	A ₄₊₅	1863,0—1867,0	4,0	26,7	28,0	-1,3
216	A ₄₊₅	1882,6—1891,0	8,4	25,5	25,5	0
216	A ₄₊₅	1891,0—1898,2	7,2	25,5	26,0	-0,5
216	A ₄₊₅	1899,0—1906,4	7,4	28,0	29,1	-1,1
216	A ₄₊₅	1913,8—1920,2	6,4	28,8	29,1	-0,3
216	A ₄₊₅	1848,6—1853,8	5,2	27,5	28,9	-1,4
216	A ₄₊₅	1854,6—1859,6	5,0	26,0	27,0	-1,0
216	A ₄₊₅	1860,4—1866,4	6,0	26,0	27,3	-1,3
216	A ₄₊₅	1888,0—1899,2	11,2	26,5	27,4	-0,9
216	A ₄₊₅	1913,6—1918,0	4,4	29,2	30,3	-1,1
322	A ₆	1933,0—1839,6	6,6	27,5	27,6	-0,5
322	A ₇	1871,6—1877,0	5,4	29,2	29,0	0,2
325	A ₅	1780,0—1788,8	8,8	29,2	29,3	-0,1
325	A ₆	1820,0—1827,6	7,6	28,8	28,6	0,2
326	A ₆	1824,6—1833,6	9,0	28,0	27,1	0,9
326	A ₈	1865,2—1870,0	4,8	27,5	26,7	0,8
337	A ₄₊₅	1870,0—1876,8	6,8	27,0	27,8	-0,8
337	A ₆	1903,6—1911,6	8,0	28,0	29,1	-1,1
337	A ₆	1913,0—1917,8	4,8	28,0	28,6	-0,6

Такие же незначительные расхождения имелись при сопоставлении значений $k_{п}$ по данным ННК-Т и ГК и кернового анализа, а по водоносным пластам и электрического каротажа по объектам БВ₈ Самотлорского месторождения, АС и БС Федоровского месторождения и т. п. Достоверные оценки коэффициента пористости и глинистости пластов, получаемые при использовании рассматриваемой методики, обеспечили, начиная с 1973 г., массовое привлечение данных ННК-Т и ГК по крепленным и некрепленным скважинам для подсчета запасов нефтяных месторождений Среднего Приобья. При этом результаты ННК-Т и ГК используют не только для определения $k_{п}$ и $C_{гп}$ пластов в целях обоснования средних значений $k_{п}$, но и для учета этих геологических характеристик при нахождении коэффициента нефтенасыщенности пластов по данным электрического карота-

жа. Применение результатов ИНК оказалось в условиях месторождений Западной Сибири менее эффективным из-за низкой минерализации пластовых вод и применяющихся глинистых растворов.

Изучение газовых месторождений в терригенных разрезах

При изучении подобных месторождений наибольшие трудности возникают в разрезах, продуктивность которых связана с глинистыми коллекторами. Такие условия имеются, например, на основных объектах геологоразведочных работ на севере Западной Сибири, где частично разведаны газовые месторождения Уренгойское, Ябургское и др. При изучении этих месторождений эффективность геофизических исследований снижается еще из-за глубокого проникновения фильтрата глинистого раствора и низкой минерализации пластовых вод.

Как отмечено выше, основанием для возврата сеноманской залежи Русского месторождения на доразведку послужила недостаточная изученность строения залежи, где по результатам опробования абсолютные отметки газожидкостных контактов колебались в интервалах глубин 730—800 м. Строение этой залежи было уточнено лишь на этапе доразведочных работ, когда в ряде крепленных скважин провели повторные исследования НГК. Уже в первой же скв. 27 было установлено два газонефтяных контакта (см. табл. 17), что подтвердилось и результатами

Таблица 17

Номера скважин	Глубина ГЖК, м					Примечания
	подтверждена скважинами для пластов типа			установлена по одиночным скважинам для пластов типа		
	I	II	III	IV	V	
21	768	790	—	—	833	Повторные исследования НГК в крепленных скважинах
25	—	790	—	875	—	
27	765	—	810	—	—	
13	768	—	—	—	—	Обычные исследования НГК в открытом стволе или непосредственно после крепления скважин с использованием установленных критериев отбивки ГЖК
15	—	—	—	875	—	
16	765	—	—	—	—	
17	766	—	—	—	—	
19	762	—	806	—	—	
3	746	789	—	—	—	
4	762	787	—	—	—	
5	750	—	—	—	—	
18	—	—	815	—	—	
20	—	790	—	—	—	
22	—	789	—	872	—	
23	752	—	816	—	—	

поинтервальных опробований по программе, составленной на основе указанных данных. Таким образом, полученная информация свидетельствует о наличии на месторождении нескольких залежей, разобщенных между собой тектоническими нарушениями. То же подтвердили и результаты повторных измерений НГК в скв. 25 и 21. При этом по данным исследований в скв. 25 в основном блоке выявлен газонефтяной контакт третьей залежи

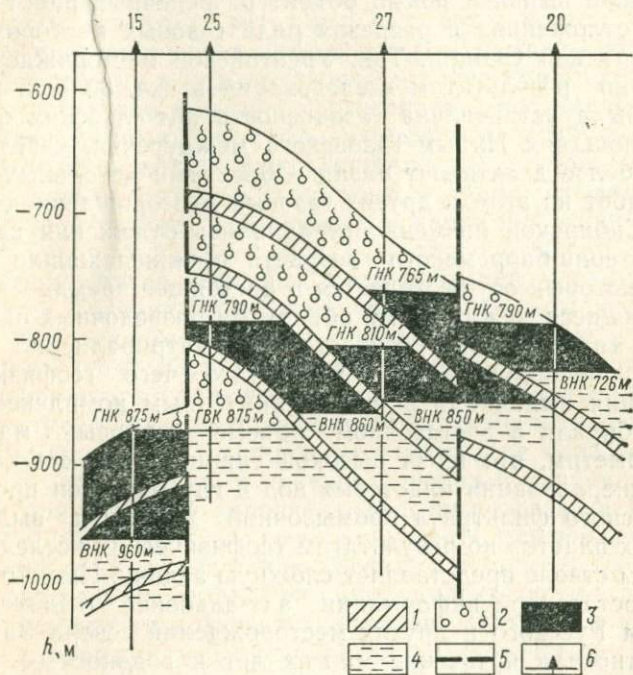


Рис. 35. Схема строения сеноманских залежей Русского месторождения по профилю скв. 15—25—27—20.

1 — глины; 2 — газ; 3 — нефть; 4 — вода; 5 — линии разломов; 6 — скважины

и установлено наличие еще одной залежи, а в скв. 21 подтверждены все три ранее выявленных контакта. Уверенное определение отметок газожидкостных контактов в скв. 21, 25 и 27 позволило установить критерии их отбивки в остальных скважинах месторождения, в том числе пробуренных до начала доразведочных работ.

Схема строения залежей Русского месторождения ко времени завершения работ на скв. 27, 25 и 21 приведена на рис. 35. Отметим, что тектонические нарушения, с которыми связано наличие нескольких залежей, были подтверждены к этому времени бурением. Исключение составляет нарушение между скв. 27 и 20, обоснование которого показалось недостаточным с геологи-

ческой точки зрения, поскольку в этой части месторождения может быть не одно тектоническое нарушение, а два. Таким образом, данные, полученные в процессе доразведки Русского месторождения, не только уточнили строение залежей, но и выделили недоизученные участки, на которых требуется дополнительное разведочное бурение.

С помощью геофизических исследований в крепленых скважинах также выявлен новый объект разведочных работ в апт-альбских отложениях в разрезах ряда газовых месторождений севера Западной Сибири. Так, Уренгойское месторождение, на котором по результатам исследований в скв. 80 (см. рис. 8) впервые была установлена газоносность апт-альбских отложений на площадях Надым-Тазовского междуречья, введено в разведку более девяти лет назад. Объектами детальных разведочных работ на этом и других газовых месторождениях севера Западно-Сибирской низменности являлись отложения сеноманского, готерив-барремского возраста и нижележащие толщи, разведка которых осуществляется в настоящее время.

Находящиеся между этими объектами разведочных работ отложения апт-альбского возраста рассматривали до конца 1973 г. как непродуктивные, в результате чего геофизические исследования выполняли в них ограниченным комплексом, из них не отбирали в достаточном объеме керновый материал и т. п. Заметим, что из-за высокой глинистости коллекторов, низкой минерализации пластовых вод и глубоких зон проникновения пресного фильтрата промывочной жидкости выделение газоносных пластов по результатам геофизических исследований в открытом стволе представляет сложную задачу. Именно вследствие недостаточной информации апт-альбские отложения по скважинам Русского и других месторождений севера Западной Сибири относили в течение многих лет к водоносным или с неясной характеристикой по насыщению.

В скв. 80 Уренгойского месторождения при опробовании апт-альбских отложений был получен приток газа дебитом свыше 1 млн. м³/сут. Выявленная на этом месторождении газоносность апт-альбских отложений имеет большое практическое значение, поскольку такие отложения регионально распространены по всему Надым-Тазовскому междуречью. В связи с этим были начаты ревизионные работы на Юбилейной, Заполярной, Южно-Русской и других площадях, на части из которых уже получены положительные результаты.

Изучение нефтяных месторождений в карбонатных разрезах

Для большинства районов СССР характерно несоответствие между потенциальными запасами нефти в карбонатных отложениях и объемами добычи из них. Так, в Урало-Поволжье с карбонатными отложениями связано около 45% потенциальных

ресурсов нефти, а доля добычи из них к началу 70-х годов была в 3 раза меньше и составляла 0,1% в Татарии, 6,6% в Башкирии, 20% в Пермской области, 28% в Куйбышевской области и т. п. [48]. В целом по СССР доля добычи нефти из карбонатных отложений составляет 12%.

Такое несоответствие обусловлено главным образом объективными трудностями поисков, разведки и разработки залежей нефти в карбонатных разрезах. Эти разрезы являются наиболее сложным объектом изучения и для геофизических методов, особенно при изменчивом литологическом составе карбонатных пород и развитии в них трещинной и кавернозной пористости.

Вместе с тем в связи с повышением в последние годы информативности комплекса геофизических исследований, в том числе в крепленых скважинах, расширились и возможности изучения карбонатных разрезов. В настоящее время эти дополнительные возможности уже реализуются, например, при доразведке вышележащих залежей в карбонатных отложениях ряда эксплуатирующихся нефтяных месторождений, главным образом в районах Татарии [47], Башкирии [19] и Куйбышевской области [16]. Методика ревизионных и доразведочных работ в указанных районах предусматривает широкое применение геофизических исследований в крепленых скважинах, что может быть показано на примере Ромашкинского нефтяного месторождения.

Ромашкинское нефтяное месторождение содержит 24 нефтеносных горизонта в отложениях девона и карбона, из которых семь приурочены к терригенной части разреза, а 17 — к карбонатной. На долю базисных терригенных горизонтов D_1 и D_0 , содержащих основные запасы нефти, приходится 75% геологических ресурсов месторождения. В остальных горизонтах более $\frac{2}{3}$ потенциальных геологических запасов связано с карбонатными отложениями, что и предопределило повышенное внимание к ним при проведении ревизионных и доразведочных работ [47, 62].

В карбонатной части разреза Ромашкинского месторождения перспективные на нефть интервалы приурочены в верхнетурнейском подъярусе к коллекторам преимущественно гранулярного типа с $k_{п} = 10 \div 17\%$. В верхнефаменском и нижнетурнейском подъярусах распространены доломитизированные коллекторы с $k_{п} = 5 \div 7\%$ гранулярно-кавернозного и смешанного типов, а в среднефранском подъярусе, намюрском, башкирском и московском ярусах наблюдаются повышенные глинистость, загипсованность и битуминозность. Сложность подготовки к разработке залежей в этих отложениях усугубляется еще и тем, что они приурочены на этом крупном по площади месторождении к локальным структурным поднятиям размерами от 1×2 до 5×10 км и по каждой из них необходим самостоятельный подсчет запасов.

В настоящее время при ревизионных и доразведочных рабо-

тах на Ромашкинском месторождении масштабы использования геофизических исследований в крепленых скважинах возросли до уровня массовых геофизических работ. Так, если в 1971 г. ИНК и НГК проведены измерения в 22 скважинах, то в 1972 г. число таких скважин возросло до 130, а в 1973 г. — до 360. Предусматривается выполнение таких доразведочных работ на месторождении примерно в 400 скважинах в год. С 1974 г. для этих же целей начали применять и АК в широкополосной модификации. В результате уже выполненных ревизионных и доразведочных работ в карбонатной части разреза выявлены новые продуктивные и перспективно нефтеносные горизонты [41, 62].

Например, на Северо-Альметьевской площади повторными исследованиями ИНК и НГК в скв. 5745а впервые выявлена залежь в отложениях нижнетурнейского подъяруса, промышленная ценность которой была подтверждена испытаниями этой и ряда других скважин на площади. Данные, полученные в скв. 5745а, а также результаты измерений ИНК и НГК в соседних скважинах эксплуатационного фонда были использованы в комплексе с другими материалами для подсчета запасов этой залежи.

Промышленные залежи нефти выявлены также на Зеленогорской площади. При этом в данково-лебедянском горизонте по данным ИНК в скв. 3722 выделен продуктивный трещинно-кавернозный пласт с $k_{п}=6\div 7\%$, из которого впервые получен приток безводной нефти. В последующем этот пласт был выявлен по материалам ИНК и опробован с положительными результатами в скв. 4863 и еще в четырех скважинах. Трещинно-кавернозный тип коллектора в данково-лебедянском горизонте позднее подтвердился и данными по керну, отобранному в скв. 8555.

В целом на Зеленогорской площади (рис. 36) в карбонатной части разреза по результатам исследований в шести скважинах старого фонда рекомендовано к испытаниям девять объектов. В семи из них впервые на этой площади получены промышленные притоки нефти с дебитом 2—45 т в сутки. Для оконтуривания выявленных залежей проведены дополнительные исследования ИНК в 56 скважинах старого фонда и АК (широкополосная модификация) в трех скважинах. На основании полученных данных, а также обобщения ранее имевшихся геолого-геофизических материалов оказалось возможным оценить запасы нефти по категории C_1 без бурения новых скважин. Только за счет такого сокращения буровых работ на этой площади получен экономический эффект, составляющий более 0,5 млн. руб.

Массовые исследования ИНК и НГК в скважинах старого фонда Ромашкинского и других нефтяных месторождений Татарии позволили установить результативность этого комплекса при выявлении нефтеносных пластов в процессе проведения ревизионных и доразведочных работ. Она составляет, согласно

работе [41], 90% в верхнетурнейском подъярусе и уменьшается до 75 и 65% соответственно в нижнетурнейском и верхнефаменском подъярусах. В целом по этим горизонтам в 80% случаев характер насыщения пластов, оцененный по данным ИНК в скважинах старого фонда, подтвержден результатами опробования. Опыт доразведочных и ревизионных работ на других объ-

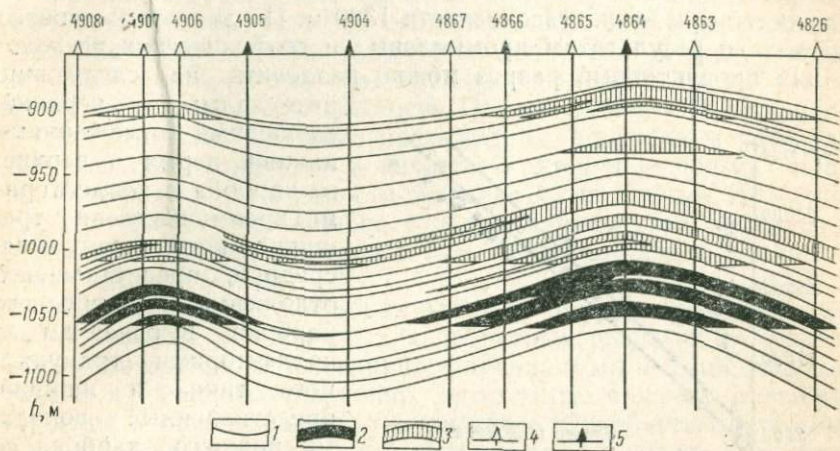


Рис. 36. Схематический геологический профиль по линии скв. 4908—4826 Зеленогорской площади Ромашкинского нефтяного месторождения.

1 — границы пластов; 2 — нефтяная залежь; 3 — пласты, перспективные на нефть; 4 — скважины, исследованные ядерно-геофизическими методами; 5 — то же, не исследованные

ектах с более сложными геолого-геофизическими условиями указывает на необходимость дополнения комплекса исследований другими методами, в первую очередь АК. Вместе с тем и в этих сложных условиях использование применяющихся методов для изучения разрезов скважин старого фонда обеспечило уточнение строения залежей, что позволило на основе более рационального размещения новых разведочных скважин снизить их число до минимума.

В процессе проведения ревизионных работ в ряде контрольных и эксплуатационных скважин Ромашкинского и других нефтяных месторождений Татарии установлены перетоки нефти в законтурную область эксплуатационных объектов и в нижележащие водоносные пласты, в основном базовых горизонтов терригенного девона [48]. Объекты, выявленные в процессе проведения ревизионных и доразведочных работ, начали постепенно вводить в эксплуатацию. За 1972—1973 гг. в результате эксплуатации таких объектов добыто 1127 тыс. т нефти, в том числе: по семи горизонтам в карбонатных отложениях — 318 тыс. т, из ранее водоносного терригенного девона — 654 тыс. т, из невырабатанной зоны по залежи в терригенном девоне — 156 тыс. т.

Изучение газовых месторождений в карбонатных разрезах

Выше было уже отмечено, что геофизические исследования в крепленных скважинах эффективно использовались при уточнении строения и газоносности разреза Вуктыльского месторождения. Продуктивная часть разреза этого месторождения представлена толщей известняков, доломитов и промежуточных их разностей при этаже газоносности 1380 м. По данным кернового анализа и результатам промысловых и геофизических исследований продуктивный разрез можно разделить на следующие

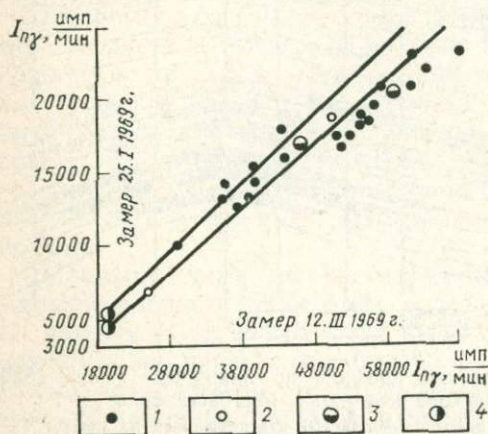


Рис. 37. Сопоставление результатов повторных исследований, полученных в разное время, в скв. 20 Вуктыльского месторождения.

1 — газонасыщенные коллекторы с $k_{п} = 4 \pm 7\%$; 2 — водоносные коллекторы с $k_{п} = 4 \pm 7\%$; 3 — коллекторы с $k_{п} > 7\%$; 4 — аргиллиты

интервалы; верхний, сложенный отложениями нижней перми и верхнего карбона с коллекторами преимущественно трещинно-кавернозного типа, средний, представленный отложениями среднего карбона в основном с коллекторами гранулярного типа и нижний, представленный породами нижнего карбона со смешанным типом коллекторов.

При первоначальном подсчете запасов в эффективные мощности включали лишь пласты, коэффициент пористости которых по данным НГК превышал 7%. Этот критерий отнесения пластов к коллекторам был уста-

новлен по результатам кернового анализа — образцам с $k_{п} = 7\%$ соответствовала принятая для месторождения величина минимального $k_{пр}$, равная 0,1 мД. Выделяемые по этому критерию пласты имели характеристики коллекторов и по другим геофизическим данным — в них фиксировалась глинистая корка, имелись соответствующие расхождения на диаграммах микросондирования, пониженные значения удельных электрических сопротивлений и т. п. При подсчете запасов данные НГК использовали и для обоснования средних значений $k_{п}$ по месторождению; была применена методика, изложенная в работе [6].

Основанием для пересмотра принятого критерия отнесения пластов к коллекторам было установление факта расформирования зоны проникновения в пластах с $k_{п} < 7\%$ (см. рис. 7).

Результаты сопоставления данных НГК, полученных в различное время, приведены на рис. 37. При этом расформирование зоны проникновения наблюдается в пластах, в которых по данным НГК $k_{п} > 4\%$.

Последующая статистическая обработка значений $k_{п}$ по материалам НГК показала, что максимум распределения величин $k_{п}$ в пластах, относившихся ранее к плотным, приходится на 3—4%, тогда как по керну он составляет 2%. Такие расхождения могут быть обусловлены тем, что по данным НГК при учете мешающих факторов оценивают общую пористость, тогда как по керну лишь открытую пористость. Однако независимо от причин, с которыми связаны такие расхождения, полученные результаты позволили применять в качестве критерия включения пластов в эффективные мощности значение $k_{п}$ по данным НГК, равное 4%. По месторождению в целом запасы газа, утвержденные ГКЗ СССР по пластам с $k_{п} = 4 \div 7\%$, составили около $1/5$ части общих запасов.

Изучение процессов образования и расформирования зоны проникновения в газоносных карбонатных разрезах по результатам повторных исследований стационарными нейтронными методами в крепленных скважинах легло также в основу уточнения строения и газоносности Гугуртлийского, Оренбургского и некоторых других месторождений. Аналогичные данные по ряду эксплуатирующихся газовых месторождений и подземных газохранилищ были использованы для выбора оптимальных систем их разработки [8].

Изучение разрезов с трехкомпонентным насыщением пластов

Для изучения таких разрезов результаты геофизических исследований начали использовать с 1973 г., со времени принятия ГКЗ СССР отдельного подсчета запасов нефти и газа в газовой шапке Самотлорского нефтяного месторождения. На этом месторождении газовая шапка имеется во всех горизонтах АВ: в АВ₁ и АВ₂₋₃ она является общей с ГНК на абсолютной отметке 1611 м, а в АВ₄₋₅ и АВ₆ — на отметках соответственно 1618 и 1690 м. Необходимость отдельного подсчета запасов нефти и газа в этих шапках возникла в связи с тем, что величина суммарного нефтегазонасыщения $k_{нг}$ в них по данным электрического каротажа оказалась существенно выше значений k_r , определенных по результатам повторных исследований в крепленных скважинах методом НК-Т.

Повторные измерения были проведены в нескольких десятках эксплуатационных и в отдельных разведочных скважинах. При этом первый цикл измерений выполняли непосредственно после крепления, а завершающий — после простоя скважин в течение периода времени от 3 мес. до одного-полутора лет. В нескольких скважинах выполнены три — пять циклов повтор-

ных измерений. В одной из них (204) в контрольных целях проведены исследования после простоя скважины в течение четырех лет.

Полученные результаты были использованы, во-первых, для определения времени восстановления в пластах первоначальной газонасыщенности. Попластовое сопоставление этого параметра с другими геофизическими материалами и данными кернового анализа показало, что по величине этого времени все коллекторы выше ГНК можно разделить на следующие группы:

1) малоглинистые коллекторы, в которых первоначальная газонасыщенность восстанавливается в период времени до 3 мес;

2) коллекторы с вкрапленным типом глинистости, в которых для расформирования зоны проникновения необходимо не менее 5 мес;

3) глинистые коллекторы с вкрапленным и слоистым типами глинистости, в которых для восстановления газонасыщенности необходимо не менее одного года.

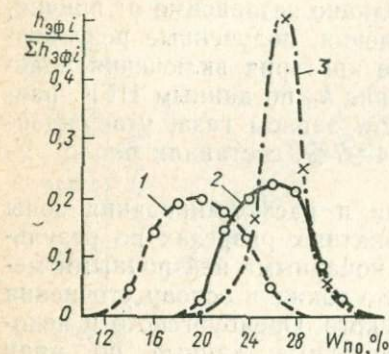


Рис. 38. Распределение мощностей по градациям $W_{п0}$ для групп коллекторов.

1 — первая группа коллекторов ($C_{г.л.в} < 0,25$); 2 — вторая группа коллекторов (содержание глинистого материала во включениях $C_{г.л.в} \geq 0,25$); 3 — третья группа коллекторов ($C_{г.л.с} \geq 0,25$)

Результаты измерений $W_{п1}$ выясняли также по аналогичным группам пластов ниже ГНК. Сопоставление величин водородосодержания по пластам выше и ниже ГНК по каждой из указанных групп коллекторов показало, что остаточная газонасыщенность отражается на показаниях НК-Т лишь по пластам первой группы, если цикл измерений выполнен в течение нескольких дней после крепления.

На рис. 38 показано распределение мощностей по градациям $W_{п0}$ для каждой из выделенных групп. Как следует из приведенных данных, все три группы образуют однородные распределения, закон которых близок к нормальному. Это не только указывает на то, что в пределах каждой группы пласты характеризуются сходными фильтрационно-емкостными свойствами, но и позволяет оценить с высокой точностью средние значения $\bar{W}_{п0}$ для отдельных групп.

Для второй и третьей групп, где остаточная газонасыщенность не отражается на показаниях НК-Т при первом цикле из-

мерении, по величинам $W_{пл}$ пластов в 43 скважинах аналогичным образом были оценены средние значения водородосодержания коллекторов при отсутствии в них газа. Тот же параметр для первой группы коллекторов определяли по значениям $W_{пл}$ с учетом остаточной газонасыщенности, наиболее вероятная (базовая) величина которого была установлена путем статистической обработки всего комплекса данных по этому типу коллекторов. В условиях Самотлорского месторождения для всех групп коллекторов в газовых шапках средние значения водородосодержания пластов при отсутствии в них газа оказались равными между собой и составили в единицах пористости 29%. По различию между этой величиной и средними значениями водородосодержания для каждой из групп пластов после восстановления в них первоначальной газонасыщенности (см. рис. 38) оценивали подсчетный параметр $k_{г.ср}$ для этих групп. Далее после определения для них коэффициента нефтегазонасыщенности пластов по данным электрического каротажа находили подсчетный параметр $k_{н.ср}$.

Пересчет запасов по газовой шапке Самотлорского месторождения с использованием приведенных данных привел к уменьшению запасов газа по сравнению с ранее утвержденными ГКЗ СССР почти в 3 раза и к существенному приросту запасов нефти, принятых по категории C_1 . Аналогичная методика в 1974 г. была использована для раздельного подсчета запасов нефти и газа в газовой шапке Федоровского месторождения.

Заключение

Рассмотренные перспективы и опыт использования геофизических исследований в крепленных скважинах показывают, что их своевременное проведение на соответствующих стадиях изучения месторождений является резервом повышения эффективности геологоразведочных работ. В зависимости от решаемых задач такие исследования могут быть выполнены непосредственно после крепления скважин, в скважинах старого фонда и путем многократных измерений. Последний вид работ, как правило, следует проводить в единичных скважинах, т. е. представляет собой специальные исследования. Вместе с тем такие работы обязательны при изучении месторождений в сложных геолого-геофизических условиях, в первую очередь при уточнении контактов газ — нефть — вода, раздельной оценке коэффициентов нефтенасыщенности и газонасыщенности при трехкомпонентном насыщении коллекторов и для решения ряда других задач.

В настоящее время для изучения разрезов крепленных скважин используют ограниченный комплекс методов, включающий гамма-каротаж и различные модификации нейтронного каротажа со стационарными и импульсными источниками нейтронов.

Возможности геофизических исследований в крепленных скважинах и их роль в общем комплексе геологоразведочных работ существенно повысятся при внедрении модификаций акустического и плотностного гамма-гамма-каротажа, обеспечивающих получение информации о разрезе при наличии обсадной колонны и цементного кольца. Более эффективно применение в крепленных скважинах и многозондовой модификации нейтронного каротажа. Значительные перспективы в повышении информативности геофизических исследований в крепленных скважинах связаны также с сопряжением этих измерений с различными видами искусственного воздействия на пласт как в неперфорированных, так и в перфорированных интервалах скважины.

Анализ возможностей применяющихся и перспектив разрабатываемых типов аппаратуры, а также методик проведения геофизических исследований в крепленных скважинах позволяет сделать вывод, что основными направлениями повышения эффективности геологоразведочных работ являются:

1) увеличение информативности комплекса геофизических исследований на основе изучения динамики изменения свойств прискважинной части пластов и состава пластовых флюидов в процессе расформирования зоны проникновения, при искусственном воздействии на пласты и т. п.;

2) использование получаемой в крепленной скважине геофизической информации о подвижности и типах пластовых флюидов для частичного сокращения объема опробовательских работ;

3) перенесение части геофизических исследований из открытого ствола в крепленную скважину с целью сокращения простоев в бурении.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аллен Л. С. Нейтронный каротаж двумя зондами для определения пористости. — В кн.: Промысловая геофизика. М., «Недра», 1970, с. 99—109 с ил.
2. Анализ современного состояния и перспективные направления совершенствования методики и техники геофизических исследований на нефть и газ. — «Обзор. Сер. Нефтегазовая геология и геофизика». М., изд. ВНИИОЭНГ, 1974, с. 8—20 с ил. Авт.: Л. Н. Иванов, Е. М. Кузьмина, Я. Н. Басин и др.
3. Аппаратура «Звук-2» для акустического каротажа обсаженных скважин. — В кн.: Геоакустические исследования скважин. М., изд. ВНИИЯГГ, 1974, с. 65—73 с ил. Авт.: Е. В. Карус, О. Л. Кузнецов, Л. Г. Петросян, и др.
4. Ахияров В. Х., Нелепченко О. М., Таужнянский Г. В. Геологическая эффективность акустического каротажа в разведочных районах Западной Сибири. — «Нефть и газ Тюмени», № 3. Тюмень, изд. ЗапСибНИИГНИ, 1969, с. 16—18 с ил.
5. Басин Я. Н., Куликович А. Е. Применение теории информации для выработки критерия точности определения изучаемого параметра по промыслово-геофизическим данным. — «Прикладная геофизика», вып. 48. М., «Недра», 1966, с. 15—23 с ил.
6. Басин Я. Н., Кухаренко И. К., Тюкаев Ю. В. Методика количественной оценки пористости нефтегазовых коллекторов по материалам НГК и ННК. — «Труды ВНИИЯГГ», 1968, вып. 3, с. 211—219 с ил.
7. Башлыкин И. И. Микроэлектрические методы исследования скважин. М., «Недра», 1966, 269 с с ил.
8. Берман Л. В., Нейман В. С. Исследования газовых месторождений и подземных хранилищ газа методами промышленной геофизики. М., «Недра», 1972. 220 с с ил.
9. Бернштейн Д. А. Комплексная аппаратура для контроля качества цементирования и технического состояния обсадных колонн. — «Геофизическая аппаратура», 1971, вып. 50, с. 12—16 с ил.
10. Беспалов Д. Ф., Дыдычкин В. Н. Малогабаритный прибор типа ИГН-6М. — В кн.: Скважинные генераторы нейтронов. М., изд. ВНИИЯГГ, 1973, с. 38—51 с ил.
11. Борисенко З. Г., Сосон М. Н. Методика уточнения подсчетных параметров при переоценке запасов нефти. М., «Недра», 1962. 196 с с ил.
12. Бродский П. А., Фионов А. И., Тальнов В. Б. Опробование пластов приборами на кабеле. М., «Недра», 1974. 208 с с ил.
13. Вендельштейн Б. Ю. Альбом номограмм и палеток для интерпретации данных геофизических методов исследования скважин. М., Гостоптехиздат, 1963. 86 с с ил.
14. Вендельштейн Б. Ю., Ларионов В. В. Использование данных промысловой геофизики при подсчете запасов нефти и газа. М., «Недра», 1967. 285 с с ил.
15. Выделение коллекторов в песчано-глинистом разрезе по результатам изучения зоны проникновения в обсаженных скважинах радиометрическими методами. — В кн.: Ядерная геофизика, вып. 17. М., изд. ВНИИЯГГ, 1974, с. 81—89 с ил. Авт.: Я. Н. Басин, А. Н. Максименко, В. А. Новгородов, Л. Г. Петросян.
16. Выделение продуктивных пластов геофизическими методами в обсаженных скважинах при доразведке месторождений нефти и газа (временное методическое пособие). М., изд. ВНИИЯГГ, 1971, 160 с с ил.

17. Выделение продуктивных пластов ядерно-геофизическими методами в обсаженных скважинах. — В кн.: Выделение продуктивных пластов методами ядерной геофизики в обсаженных скважинах. М., изд. ВНИИЯГГ, 1971, с. 26—47 с ил.

18. Глумов И. Ф. Исследование проникновения фильтрата глинистого раствора в монолитный песчаник в процессе выбуривания. — «Труды ТатНИПИ», 1960, вып. 11, с. 52—61 с ил.

19. Головацкая И. В. Разработка общей схемы и методики доразведки карбонатных отложений на основе комплексных геолого-геофизических исследований скважин старого фонда (на примере Зап. Башкирии). Дисс. на соиск. уч. степ. канд. геол.-минер. наук. М., МИНХ и ГП, 1973. 198 с. с ил.

20. Гулин Ю. А. Гамма-гамма-каротаж нефтяных скважин. — В кн.: Ядерно-геофизические методы. Новосибирск, «Наука», 1972, с. 63—71 с ил.

21. Гулин Ю. А. Плотностной гамма-гамма-каротаж нефтяных скважин. — В кн.: Разведочная геофизика СССР на рубеже 70-х годов. М., «Недра», 1974, с. 240—244 с ил.

22. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., «Недра», 1972. 365 с. с ил.

23. Дахнов В. Н., Долина Л. П. Геофизические методы изучения нефтегазоносных коллекторов. М., Гостоптехиздат, 1959. 275 с. с ил.

24. Дабрынин В. М. Деформация и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М., «Недра», 1970. 350 с. с ил.

25. Дядькин И. Г. К теории гамма-гамма-каротаж буровых скважин. — «Изв. АН СССР. Сер. геофиз.», 1955, № 4, с. 4—8 с ил.

26. Жданов М. А. Методика и практика подсчета запасов нефти и газа. М., «Недра», 1967. 394 с. с ил.

27. Запорожец В. М., Петросян Л. Г. Геофизические исследования в обсаженных скважинах и перспективы их использования при поисках и разведке месторождений нефти и газа. — «Советская геология», 1972, № 12, с. 125—128 с ил.

28. Иванов В. М. Определение степени осолонения цементного камня за колонной нефтяных скважин. — «Труды УФНИИ», 1971, вып. 23, с. 25—36 с ил.

29. Инструкция о порядке внесения, содержания и оформлении материалов по подсчетам запасов нефти и горючих газов, представляемых для утверждения в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР). М., «Недра», 1972. 64 с. с ил.

30. Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям нефти и горючих газов. М., «Недра», 1972. 76 с. с ил.

31. Исякаев В. А., Бродский П. А., Петросян Л. Г. К теории процесса опробования пластов приборами на кабеле. — «Разведочная геофизика», вып. 25, М., «Недра», 1968, с. 99—104 с ил.

32. Кадисов Е. М. Импульсный гамма-гамма-каротаж. — В кн.: Импульсный нейтронный каротаж. М., изд. ВНИИЯГГ, 1968, с. 184—188 с ил.

33. Кантор С. А. Основы теории нейтронного каротажа. — «Прикладная геофизика», вып. 13, М., Гостоптехиздат, 1955, с. 3—26 с ил.

34. Карус Е. В., Кузнецов О. Л. Акустический каротаж обсаженных скважин. — «Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли», 1975, № 4, с. 5—8 с ил.

35. Карус Е. В., Петросян Л. Г. Перспективы частичного сокращения работ по опробованию нефтегазоносных пластов. — «Геология нефти и газа», 1974, № 3, с. 69—73 с ил.

36. Карус Е. В., Петросян Л. Г. О роли повторных геофизических исследований в обсаженных скважинах и необходимости их своевременного проведения. — В кн.: Ядерно-геофизические и геоакустические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых, вып. 21. М., изд. ВНИИЯГГ, 1975, с. 7—16 с ил.

37. Кожевников Д. А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтегазопромысловой геологии. М., «Недра», 1974, с. 184 с ил.
38. Комаров С. Г. Геофизические методы исследования скважин. М., Гостоптехиздат, 1963. 407 с с ил.
39. Комаров С. Г. Геофизические методы исследования скважин. Изд. 2-е. М., «Недра», 1973. 367 с с ил.
40. Комплексная аппаратура для исследований разрезов обсаженных скважин. — В кн.: Геоакустические исследования в скважинах. М., изд. ВНИИЯГГ, 1974, с. 74—83 с ил. Авт.: Е. А. Аркадьев, Ю. И. Горбачев, Л. И. Иванов и др.
41. Кормильцев Ю. В. Поиски залежей нефти в карбонатном разрезе комплексом нейтронных методов (на примере Ромашкинского месторождения). — В кн.: Выделение продуктивных пластов методами ядерной геофизики в обсаженных скважинах. М., изд. ВНИИЯГГ, 1971, с. 63—75 с ил.
42. Куриленко Ф. А., Кормильцев Ю. В., Шимелевич Ю. С. Доразведка продуктивных пластов в неперфорированных интервалах действующих скважин. — В кн.: Ядерно-физические и акустические методы выделения продуктивных пластов в обсаженных скважинах, вып. II. М., «Недра», 1972, с. 45—46 с ил.
43. Ларионов В. В. Радиометрия скважин. М., «Недра», 1969. 327 с с ил.
44. Лебедев В. Е., Петросян Л. Г., Сребродольский Д. М. Влияние осолонения цементного кольца и пластовой воды на показания ИННК. — В кн.: Ядерно-геофизические и геоакустические исследования обсаженных скважин при доразведке нефтяных и газовых месторождений, вып. 14. М., изд. ВНИИЯГГ, 1973, с. 87—108 с ил.
45. Миловидов К. Н., Дунаев В. Ф. Оценка экономической эффективности геофизических работ на нефть и газ. М., «Недра», 1973. 171 с ил.
46. Молчанов А. А., Саркисов И. К. Методика геофизических исследований скважин в процессе бурения. — В кн.: Разведочная геофизика СССР на рубеже 70-х годов. М., «Недра», 1974, с. 273—275 с ил.
47. Муслимов Р. Х., Петросян Л. Г., Киршфельдт Ю. Э. Доразведка эксплуатируемых месторождений — важнейший резерв подготовки новых запасов нефти в старых нефтедобывающих районах. — «Нефтегазовая геология и геофизика», № 1, М., изд. ВНИИОЭНГ, 1974, с. 31—36 с ил.
48. Муслимов Р. Х. Состояние и задачи изучения нефтеносности карбонатных отложений палеозоя Татарской АССР. — В кн.: Нефтеносность карбонатных коллекторов палеозоя Татарии. Бугульма, изд. ТатНИПН-нефть, 1975, с. 9—14 с ил.
49. Нелепченко О. М. Эффективность методов промысловой геофизики при исследовании поисковых и разведочных нефтегазовых скважин в Тюменской области. — В кн.: Разведочная геофизика на рубеже 70-х годов. М., «Недра», 1974, с. 287—290 с ил.
50. Об электроакустическом эффекте в пористых средах. — В кн.: Ядерно-геофизические и геоакустические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых, вып. 21. М., изд. ВНИИЯГГ, 1975, с. 73—81 с ил. Авт.: С. А. Ефимова, Е. В. Карус, О. Л. Кузнецов, Л. Г. Петросян.
51. Овнатанов Г. Т. Вскрытие и обработка пласта. М., «Недра», 1970. 310 с с ил.
52. О перспективах использования физических полей для целенаправленного изменения параметров пласта в условиях скважины при поисках и разведке месторождений нефти и газа. — В кн.: Геоакустические исследования в скважинах. М., изд. ВНИИЯГГ, 1974, с. 5—16 с ил. Авт.: С. М. Аксельрод, Л. Б. Берман, Б. Ю. Вендельштейн и др.

53. Опытнo-промышленное опробование широкополосного акустического каротажа на стадиях разведки и контроля за разработкой нефтяных месторождений. — «Изв. вузов. Сер. Геология и разведка», 1974, № 10, с. 92—101 с ил. Авт.: Е. В. Карус, О. Л. Кузнецов, А. П. Осадчий и др.

54. Орлинский Б. М. О роли фильтрационных процессов при выделении ВНК нейтранными методами радиометрии. — «Труды ТатНИПИ», 1965, вып. 8, с. 132—140 с ил.

55. Основы импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (временное инструктивное пособие). М., изд. ВНИИЯГГ, 1965. 295 с. с ил.

56. Оценка кинематических и динамических параметров упругих волн частотным методом в обсаженных скважинах для разделения нефтеносных и водоносных пластов. — В кн.: Ядерно-физические и акустические методы выделения продуктивных пластов в обсаженных скважинах, вып. II. М., «Недра», 1972, с. 49—54 с ил. Авт.: О. Л. Кузнецов, В. Н. Рукавицын, Л. З. Цлав, Э. П. Кайданов.

57. Перспективы применения управляемого источника гамма-излучения для определения плотности горных пород. — В кн.: Ядерно-геофизические и геоакустические исследования обсаженных скважин при доразведке нефтяных и газовых месторождений, вып. 14. М., изд. ВНИИЯГГ, 1973, с. 154—165 с ил. Авт.: А. П. Грумбков, Н. С. Гусева, Ю. М. Иванов, Л. Г. Петросян.

58. Перспективы создания скважинного генератора гамма-квантов на энергию 0,5—1,0 МэВ. — В кн.: Скважинные генераторы нейтронов. М., изд. ВНИИЯГГ, 1973, с. 179—191 с ил. Авт.: А. М. Анацкий, А. П. Грумбков, Ю. А. Вахрушин и др.

59. Петросян Л. Г. Выделение и оценка коллекторов в карбонатном разрезе по данным геофизических исследований скважин. — «Геофизическая разведка», № 9. М., Гостоптехиздат, 1962, с. 15—24 с ил.

60. Петросян Л. Г. Современные геофизические методы обнаружения нефтегазоносности пластов в процессе бурения разведочной скважины. — В кн.: Улучшение методики, техники и организации работ по опробованию скважин. М., изд. ВИЭМС, 1965, с. 8—12 с ил.

61. Петросян Л. Г. Использование геофизических исследований в обсаженных скважинах при доразведке нефтяных и газовых месторождений. — В кн.: Ядерно-физические и акустические методы выделения продуктивных пластов в обсаженных скважинах, вып. II. М., «Недра», 1972, с. 4—8 с ил.

62. Петросян Л. Г., Кузнецов О. Л. Перспективы использования акустического каротажа обсаженных скважин при доразведке месторождений нефти и газа. — В кн.: Ядерно-геофизические и геоакустические исследования обсаженных скважин при доразведке нефтяных и газовых месторождений, вып. 14. М., изд. ВНИИЯГГ, 1973, с. 109—124 с ил.

63. Петросян Л. Г., Челокьян Р. С., Чукин В. Т. Разработка геофизической аппаратуры для исследований глубоких и сверхглубоких скважин. — В кн.: Разведочная геофизика СССР на рубеже 70-х годов. М., «Недра», 1974, с. 262—265 с ил.

64. Пирсон С. Д. Справочник по интерпретации данных каротажа. Пер. с англ. М., «Недра», 1966. 413 с. с ил.

65. Плюснин М. И. Индукционный каротаж. М., «Недра», 1968. 263 с. с ил.

66. Плюснин М. И., Вильге Б. И. К обоснованию индукционного каротажа методом переходных процессов. — «Изв. вузов. Сер. Геология и разведка», № 5, 1969, с. 7—9 с ил.

67. Постановка задач теории ГГК-П в связи с перспективами использования генератора гамма-квантов. — В кн.: Ядерная геофизика, М., изд. ВНИИЯГГ, 1974, с. 22—26 с ил. Авт.: А. П. Грумбков, Н. С. Гусева, С. А. Кантор и др.

68. Применение ультразвука при газогидродинамических исследо-

ваниях скважин. — В кн.: Ядерно-геофизические и геоакустические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых, вып. 21. М., изд. ВНИИЯГГ, 1975, с. 123—128 с ил. Авт.: Б. С. Блантер, Ю. И. Горбачев, Л. Г. Петросян, А. М. Циер.

69. Применение ЭВМ для обработки и интерпретации данных геофизических исследований скважин. — В кн.: Разведочная геофизика СССР на рубеже 70-х годов. М., «Недра», 1974, с. 251—254 с ил. Авт.: С. М. Зунделевич, Д. А. Мельников, Н. Н. Сохранов, А. М. Штемлер.

70. Резервы повышения эффективности поисковоразведочных работ на нефть и газ в районах Урало-Поволжья и Средней Азии. М., изд. ВИЭМС, 1973. 186 с. с ил. Авт.: В. В. Поповин, Б. С. Темкина, М. Б. Нектарова, М. Б. Иванова.

71. Рыхлинский Н. И. Способ дивергентного каротажа скважин. Авт. свид. № 333514. — «Изобретения, промышленные образцы, товарные знаки», 1972, № 11.

72. Рыхлинский Н. И., Мандельбаум М. М. Устройство для электрического каротажа скважин. Авт. свид. № 266090. — «Изобретения, промышленные образцы, товарные знаки», 1970, № 11.

73. Сергеев Л. А., Кузнецов О. Л. О различии акустических свойств водо-, нефте- или газонасыщенных коллекторов. — В кн.: Термические методы повышения нефтеотдачи и геотермологии нефтяных месторождений. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1967, с. 32—39 с ил.

74. Состояние и перспективы диэлектрического каротажа. — В кн.: Разведочная геофизика СССР на рубеже 70-х годов. М., «Недра», 1974, с. 247—250. с ил. Авт.: Д. С. Даев, С. Д. Данисов, В. С. Зинченко и др.

75. Состояние и перспективы развития геофизических исследований скважин на нефть и газ. — В кн.: Разведочная геофизика СССР на рубеже 70-х годов. М., «Недра», 1974, с. 227—232. с ил. Авт.: Д. Г. Байков, А. А. Мухер, Л. Г. Петросян, Н. Н. Сохранов.

76. Способ акустического каротажа скважин. Авт. свид. № 366433 — «Изобретения, промышленные образцы, товарные знаки», 1973, № 7, Авт.: Э. П. Кайданов, В. Н. Рукавицын, О. Л. Кузнецов, Л. Г. Петросян.

77. Способ выявления нефтегазовых пластов в скважине. Авт. свид. № 407256. — «Изобретения, промышленные образцы, товарные знаки», 1973, № 46. Авт.: Я. Н. Басин, Б. Н. Ивакин, О. Л. Кузнецов и др.

78. Справочник геофизика. Т. II. Геофизические методы исследования скважин. М., Гостоптехиздат, 1961. 760 с. с ил.

79. Сохранов Н. Н. Обработка и интерпретация промыслово-геофизических данных при помощи цифровых вычислительных машин. — «Прикладная геофизика», вып. 54. М., «Недра», 1969, с. 185—202 с ил.

80. Султанов С. А., Свихнушин Н. М. Использование методов промысловой геофизики для изучения нефтеотдачи пластов. М., «Недра», 1967. 89 с. с ил.

81. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. М., Гостоптехиздат, 1963. 298 с. с ил.

82. Томсон Р. Г. Об эффективности промыслово-геофизических исследований — «Нефтяник», 1970, № 8, с. 7—10 с ил.

83. Требования к аппаратуре акустического каротажа обсаженных скважин. — В кн.: Новые приборы и методика скважинной сейсмоакустики. М., изд. ВНИИЯГГ, 1973, с. 85—92 с ил. Авт.: А. П. Осадчий, Б. Е. Векслер, О. Л. Кузнецов и др.

84. Устройство для многозондового нейтронного каротажа. Авт. свид. № 398905. — «Изобретения, промышленные образцы, товарные знаки», 1973, № 38. Авт.: Я. Н. Басин, М. П. Козырев, В. А. Новгородов и др.

85. Ходжаев М. И. Оценка влияния глинистой корки и зон глинизации на изменение фильтрационной способности пласта. — В кн.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М., изд. ВНИИЭГазпром, 1969, с. 17—22 с ил.

86. Цейтлин В. Г. Алгоритм определения сечения поглощения теп-

ловых нейтронов в пласте методом ИННК в условиях обсаженных скважин. М., изд. ВНИИЯГГ, 1972. 102 с. с ил.

87. Чукин В. Т. Боковой каротаж. — «Прикладная геофизика», вып. 21, М., Гостоптехиздат, 1958, с. 134—172 с ил.

88. Шакиров А. Ф. Каротаж, испытание, перфорация и торпедирование скважин. М., «Недра», 1972. 219 с. с ил.

89. Шимелевич Ю. С., Школьников А. С. О физических основах импульсного нейтрон-нейтронного каротажа — В кн.: Портативные генераторы нейтронов в ядерной геофизике. М., Атомиздат, 1971, с. 95—109 с ил.

90. Эффект изменения давления насыщения пластовых жидкостей при акустическом воздействии. — «Нефтяное хозяйство», 1974, № 2 с. 48—49 с ил. Авт.: А. Х. Мирзаджанзаде, О. Л. Кузнецов, Г. С. Степанова и др.

91. Юровский Ю. М. Разрешающие способности газового каротажа. М., «Недра», 1970. 160 с. с ил.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Введение	3
Глава 1. Источники информации о разрезах поисковых и разведочных скважин	5
Задачи геологоразведочных работ на этапах поискового и разведочного бурения	5
Основные источники негеофизической информации о разрезах скважин	12
Геофизические исследования в скважинах	16
Глава 2. Пути повышения эффективности геологоразведочных работ на основе геофизических исследований в скважинах	19
Повышение информативности комплекса геофизических исследований	19
Оптимизация процесса изучения месторождений	27
Оптимизация процесса изучения разреза скважин	31
Глава 3. Предпосылки повышения эффективности геологоразведочных работ при использовании геофизических исследований в крепленных скважинах	36
Специфика условий изучения разрезов в крепленных скважинах	36
Изучение динамики изменения параметров пластов в условиях крепленных скважин	44
Сокращение затрат на получение информации о разрезах скважин	48
Глава 4. Состояние и перспективы расширения комплекса геофизических исследований в крепленных скважинах	51
Применяющиеся методы изучения разрезов в крепленных скважинах	51
Многозондовый нейтронный каротаж	57
Плотностной гамма-гамма-каротаж	59
Акустический каротаж	62
Другие геофизические методы	65
Глава 5. Основы методики геофизических исследований в крепленных скважинах	67
Интерпретационная схема использования геофизических параметров	67
Определение геофизических параметров пластов по результатам геофизических исследований в крепленных скважинах	71
Геофизические исследования непосредственно после крепления скважин	76
Геофизические исследования в крепленных скважинах старого фонда	88
Повторные геофизические исследования в крепленных скважинах	97
Глава 6. Опыт использования геофизических исследований в крепленных скважинах	111
Изучение нефтяных месторождений в терригенных разрезах	111
Изучение газовых месторождений в терригенных разрезах	118
Изучение нефтяных месторождений в карбонатных разрезах	120
Изучение газовых месторождений в карбонатных разрезах	124
Изучение разрезов с трехкомпонентным насыщением пластов	125
Заключение	127
Список литературы	129

ИБ № 1163

ЛЕОНИД ГРИГОРЬЕВИЧ ПЕТРОСЯН

**Геофизические исследования
в скважинах, крепленных трубами,
при изучении разрезов
нефтегазовых месторождений**

Редактор издательства *Ф. Н. Чумакова*
Художественный редактор *В. В. Шутько*
Обложка художника *О. И. Белозерского*
Технический редактор *Н. В. Балашова*
Корректор *Т. М. Столярова*

Сдано в набор 1/X 1976 г. Подписано в печать 31/I 1977 г.
Т-02964. Формат 60×90^{1/16}. Бумага № 2. Печ. л. 8,5.
Уч.-изд. л. 9,10. Тираж 2000 экз. Заказ № 2527/12073-3.
Цена 1 р. 37 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,
Третьяковский проезд, 1/19.

Московская типография № 6 Союзполиграфпрома
при Государственном комитете Совета Министров СССР
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
109088, Москва, Ж-88, Южнопортовая ул., 24.

Гр. 37 к.

2201

НЕДРА