

Г.С.КУЗНЕЦОВ Е.ИЛЕОНТБЕВ
Р.А.РЕЗВАНОВ

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Допущено
Государственным комитетом СССР
по народному образованию
в качестве учебника для студентов
геофизических специальностей вузов



МОСКВА "НЕДРА" 1991

52753 13.02.06

КОНТРОЛЬНЫЙ ЛИСТОК
СРОКОВ ВОЗВРАТА

КНИГА ДОЛЖНА БЫТЬ
ВОЗВРАЩЕНА НЕ ПОЗЖЕ
УКАЗАННОГО ЗДЕ -- СРОКА

№ чит. билета GDOK возврата

1447-17-91

ББК26.2
К 89
УДК 550.832

5 ЛН
К-891
1
Г.

Рецензенты: Кафедра нефтепромысловой геологии и геофизики
Ивано-Франковского института нефти и газа, д-р геол.-минер. наук
Л.Г. Петросян

НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ЦЕНТР
г. Горький
ИГУ

1447-14-91

Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И., Резванов Р.А. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений: Учеб. для вузов. — М.: Недра, 1991. — 223 с: ил.

ISBN 5-247-00748-4

Изложены петрофизические основы интерпретации данных геофизических методов контроля разработки нефтяных и газовых месторождений (контроль за перемещением контактов вода — нефть, газ — нефть, газ — вода, изменением положения газовых шапок и нефтяных оторочек). Описаны способы выделения продуктивных пластов, обводненных пресными водами, определения коэффициентов текущей и остаточной нефте- и газонасыщенности, нефтеотдачи. Рассмотрены методы изучения эксплуатационных характеристик пласта, оценки технического состояния скважин.

Для студентов геофизических специальностей вузов.

ПРЕДИСЛОВИЕ

В связи с ростом роли геофизических методов контроля разработки месторождений нефти и газа производственные геофизические организации Министерства нефтяной и газовой промышленности СССР, высказали пожелание работникам вузов включить в учебный план специальности "Геофизические методы поисков и разведки" курс "Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений". Этот курс читается с 1972 г. в Тюменском индустриальном институте им. Ленинского комсомола и с 1975 г. — в Московском институте нефти и газа им. акад. И.М. Губкина. С 1988 г. эта дисциплина введена как обязательная в учебный план специализации "Геофизические исследования скважин" (08.02.02).

Чтение этого курса и усвоение его студентами затруднено из-за отсутствия учебников и учебных пособий по данному направлению промысловой геофизики. Отдельные вопросы геофизического контроля разработки залежей углеводородов достаточно полно освещены в монографиях [1, 4, 5, 9, 14], имеются многочисленные журнальные научные статьи, посвященные разным частным вопросам геофизического контроля, но назрела необходимость создания учебника, в котором в системной форме достаточно полно и последовательно изложены все вопросы, касающиеся использования геофизических методов контроля разработки месторождений нефти и газа.

Учебник составлен на основе опубликованных монографий и научных статей, посвященных данной тематике, авторских разработок и конспектов лекций курса "Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений", читаемого в ТюмИИ и МИНГе.

Введение, заключение, §§ 1, 10 и 14, гл. III (кроме § 17), гл. IV написаны Г.С. Кузнецовым; предисловие, §§ 2—5 — совместно Г.С. Кузнецовым и Е.И. Леонтьевым; §§ 11—13, гл. V, VI — Е.И. Леонтьевым; §§ 6 - 9, 17, гл. VII - Р.А. Резвановым (в составлении §§ 7 и 9 приняли участие Г.С. Кузнецов и Е.И. Леонтьев).

2503010200 - 015

ББК26.2

К- 043(01) - 91 140-91

ISBN 5-247-00748-4

© Г.С. Кузнецов, Е.И. Леонтьев,
Р.А. Резванов, 1991

Все возрастающие потребности страны в нефти и газе удовлетворяются не только вводом в разработку новых месторождений углеводородов, но и совершенствованием техники и технологии добычи нефти и газа на разрабатываемых месторождениях, обеспечивающим высокие темпы добычи и коэффициенты нефте- и газоотдачи. Для повышения нефте- и газоотдачи продуктивных пластов разработаны методы физического и физико-химического воздействия на горную породу — законтурное, внутриконтурное, приконтурное и барьерное заводнения; химическое, тепловое, барическое, акустическое и другие воздействия и их сочетания.

Контроль за совершенствованием систем разработки месторождений нефти и газа в основном осуществляется геофизическими методами исследований действующих, контрольных, оценочных и нагнетательных скважин и часто называется геофизическим контролем. За последние 20-25 лет геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений получили в Советском Союзе широкое развитие и выделились в самостоятельное направление геофизической службы.

Цель геофизического контроля — получение информации о состоянии продуктивных пластов и изменениях, происходящих в них в процессе вытеснения из них углеводородов, для выбора научно обоснованной системы разработки залежей, оптимального регулирования темпа отбора флюидов, обеспечивающего максимальное извлечение нефти и газа из земных недр.

При этом геофизическими методами решаются следующие задачи нефтегазопромысловой геологии и разработки месторождений нефти и газа.

Задачи общего характера: 1) определение начального положения и наблюдение за перемещением водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов в процессе вытеснения нефти и газа из пласта при заводнении и других способах воздействия на него; 2) наблюдение за перемещением фронта нагнетаемых вод по пласту.

Детальные исследования: 1) уточнение геологического строения месторождения; 2) повышение достоверности первичных определений запасов нефти и газа разрабатываемых месторождений (объектов); 3) оценка коэффициентов текущей и конечной нефте- и газонасыщенности и нефте- и газоотдачи пластов; 4) оценка текущих запасов нефти и газа этих месторождений; 5) изучение эксплуатационных характеристик пластов (выделение интервалов притока и приемистости, определение работающих мощностей, продуктивности и пластового давления) разрабатываемых месторождений; 6) контроль за процессами интенсификации притока и приемистости пластов.

Изучение технического состояния скважин: 1) оценка качества цементирования обсадных колонн; 2) определение мест притоков и поглощения жидкости в скважине за счет негерметичности обсадных колонн и зон затрубной циркуляции флюидов; 3) определение состава и уровня жидкости в скважине и межтрубном пространстве; 4) определение местоположения муфтовых соединений и перфорированных участков обсадных колонн, толщины, внутреннего диаметра, участков смятия, разрывов и коррозии обсадных колонн и насосно-компрессорных труб; 5) выбор оптимальных режимов работы технологического оборудования эксплуатационных скважин и определение глубины его спуска; 6) определение мест парафиновых и солевых отложений на обсадных и насосно-компрессорных трубах и скважинном оборудовании.

Для решения перечисленных задач используется широкий комплекс геофизических методов, включающий методы исследования скважин, вышедших из бурения, и методы, специально разработанные для исследования эксплуатационных и нагнетательных скважин через лифтовые трубы и по межтрубному пространству малогабаритными приборами. Это потребовало разработки новых геофизических методов, соответствующей аппаратуры и оборудования, создания теории этих методов, их петрофизического обеспечения, техники и методики геофизических исследований эксплуатационных и нагнетательных скважин и методик интерпретации промыслово-геофизических и гидродинамических данных.

Первые крупные промышленные исследования по контролю за разработкой нефтяных месторождений с помощью геофизических методов выполнены на месторождениях Урало-Поволжья, где отрабатывались техника и методика геофизического контроля в действующих и остановленных скважинах геофизическими методами: стационарными и импульсными нейтронными, расходомерии, меченой жидкости, наведенной активности, термометрии. Здесь совершенствовалась методика интерпретации совместных данных промысловых, геофизических и гидродинамических исследований.

В дальнейшем методы геофизического контроля стали применяться при освоении нефтяных и нефтегазовых залежей Северного Кавказа, Мангышлака, Белоруссии и особенно Западной Сибири. При этом накопленный опыт работы в Урало-Поволжье потребовал существенной корректировки при разработке месторождений, характеризующихся иными геологическими особенностями: минеральным составом пород-коллекторов и их фильтрационно-емкостными свойствами, низкой минерализацией пластовых вод, термобарическими условиями залегания продуктивных пластов, физико-химическими свойствами нефтей.

В связи с этим появилась необходимость усовершенствования ранее применяемых геофизических исследований и разработки как их модификаций, так и принципиально новых методов радиометрии, рас-

ходометрии, а также методик проведения исследований скважин и интерпретации промыслово-геофизических данных.

Первыми геофизическими методами контроля за разработкой месторождений нефти и газа были стационарные нейтронные методы для отбивки водонефтяного контакта в обсаженных скважинах. В 1951—1953 гг. В.Н. Дахновым, А.И. Холиным, О.А. Барсуковым, Ю.С. Шимелевичем разработаны физические основы разделения нефтеносных и водоносных пластов по хлоросодержанию с помощью нейтронных гамма-методов и нейтрон-нейтронных методов по тепловым нейтронам.

В это же время при малой минерализации пластовых вод для разделения пластов-коллекторов по характеру насыщения начали применять метод радиоактивных изотопов.

В 1954 г. для определения положения ВНК разрабатывается метод наведенной активности по хлору, натрию, ванадию (Г.Н. Флеров, Ф.А. Алексеев, Б.Г. Ерозолимский, Ю.С. Шимелевич).

В 1957—1958 гг. в Волго-Уральском филиале ВНИИГеофизики (ныне ВНИИнефтепромгеофизика) под руководством И.Л. Дворкина разработан способ проведения радиометрических исследований фонтанирующих скважин (без их остановки) через насосно-компрессорные трубы.

В 1959 г. разработан и испытан на скважинах нефтяных месторождений Башкирии и Татарии первый вариант импульсного генератора нейтронов (Д.Ф. Беспалов, Г.Н. Флеров, Ф.А. Алексеев, В.Г. Ерозолимский, Ю.С. Шимелевич, А.С. Школьников). Применение импульсных нейтронных генераторов повысило точность определения текущих положений ВНК, коэффициентов нефтенасыщенности, особенно в случае пластовых вод малой минерализации.

С 1959 г. успешно разрабатывается и внедряется в производство радиометрический контроль за эксплуатацией газовых месторождений и подземных хранилищ газа (А.И. Холин, Ю.В. Галузо, Л.Б. Берман, В.С. Нейман).

За рубежом к решению проблем отбивки ВНК нейтронными методами приступили лишь к концу 50-х годов, базируясь на достижениях советских геофизиков.

В 1964 г. Л.З. Позин разработал теоретические основы и описал аппаратуру метода дифференциальной термометрии применительно к решению задач контроля разработки месторождений нефти и газа. В обобщающих монографиях Э.Б. Чекалюка (1965 г.), Г.А. Череменского (1977 г.) и других ученых подробно изложены теория и методика использования термометрии в эксплуатационных скважинах при контроле разработки месторождений нефти и газа.

Использованию акустических методов при контроле за разработкой нефтяных и газовых месторождений способствовали работы О.Л. Кузнецова, Е.В. Каруса, Б.Н. Ивакина, Г.И. Петкевича, И.Л. Дзеля.

В разработке аппаратуры и методики исследования расходомерами участвовали А.П. Абрикин, Е.П. Лукьянов, В.В. Труфанов, И.Г. Жувагин, А.И. Петров.

Большой вклад в усовершенствование теории методов, методики исследований и интерпретации геофизических данных при контроле за разработкой месторождений нефти и газа внесли специалисты МИНХиГП (ныне МИНГ), ВНИИЯГТа (ныне ВНИИГеоинформсистем), БашНИПИнефти, ВНИИнефти (Я.Н. Басин, Л.Г. Петросян, Н.Н. Сохранов, Б.М. Орлинский, М.Х. Хуснуллин, С.А. Султанов и многие другие).

**ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ
МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ
И ГАЗА**

§ 1. СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ПРОЦЕССАХ
ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ИЗ ПРОДУКТИВНЫХ
ПЛАСТОВ,

При разработке месторождений нефти и газа используют энергию начальных (статических) и искусственных (дополнительных) пластовых давлений, под действием которых происходит вытеснение нефти и газа из порового пространства пласта в скважину.

Начальное пластовое давление нефтяных месторождений определяется природными силами залежей: напором контурной воды под действием ее массы, напором контурной воды в результате упругого расширения породы и воды, давлением газовой шапки на нефтеносную часть залежи, упругостью выделяющегося из нефти ранее растворенного в ней газа, силой тяжести нефти.

В газовых и газоконденсатных залежах источниками природной энергии являются давление, под которым находится газ в пласте, и напор краевых пластовых вод.

Однако природные внутренние виды энергии месторождений углеводородов, особенно нефти, не обеспечивают высокой нефтеотдачи залежей. С целью увеличения нефтеотдачи используют искусственные дополнительные источники энергии путем закачки в продуктивные пласты воды, газа и других реагентов [22]. В настоящее время основным видом искусственного воздействия на нефтеносные пласты является их законтурное, приконтурное и внутриконтурное заводнение.

В отличие от нефтяных газовые залежи разрабатываются без искусственного воздействия на пласт с использованием природной энергии - газового ЧШБутхруговодонапорного режима.

Свои особенности имеет разработка газоконденсатных залежей. При отборе из залежей газа с использованием природных режимов пластов забойное давление в скважинах, а затем и пластовое давление падают ниже давления начала конденсации. В результате сначала в локальных прискважинных зонах, а затем и повсеместно начинаются фазовые переходы — часть конденсата выпадает из газа в виде жидкости, оседает в порах породы и остается в недрах, что обуславливает его потери и снижение коэффициента извлечения конденсата. Поэтому для крупных по запасам газоконденсатных залежей, характеризующихся высоким содержанием конденсата, актуально применение систем разработки, обеспечивающих поддержание пластового давления выше дав-

ления начала конденсации. Для этой цели возможно применение методов нагнетания в пласт сухого газа или воды.

Вытеснение нефти водой в настоящее время является основным способом извлечения нефти как при воздействии, так и без воздействия на пласт.

Движение жидкости в нефтеносном пласте происходит по чрезвычайно сложной системе разветвленных поровых каналов разнообразных конфигураций и размеров.

Основными силами, препятствующими совместному движению несмешивающихся жидкостей в поровом пространстве и определяющими величину нефтеотдачи, являются поверхностные (капиллярные) силы, силы вязкого сопротивления (гидродинамические) и сила тяжести (гравитационная), которые действуют совместно.

Расположение и количество остаточной нефти в коллекторах зависит от преимущественной смачиваемости породы водой или нефтью. Менее смачивающая остаточная фаза в виде отдельных капель задерживается в широких частях пор. Более смачивающая вытесняемая фаза, напротив, остается в узких частях пор и в отдельных мелких порах. Каждая из фаз (вода или нефть) движется по своей системе поровых каналов, сохраняя непрерывность, и частица жидкости может переместиться в канал, занятый другой фазой, только при очень больших значениях внешнего градиента давления. Это определяется в основном поверхностными силами.

При вытеснении нефти водой из неоднородных пластов на нефтеотдачу сильно влияют гидродинамические силы (градиент давления). Предельный коэффициент давления увеличивается при уменьшении проницаемости. Поэтому с повышением градиента давления в пласте возрастает число пропластков, вовлекаемых в фильтрацию, т.е. возрастает коэффициент охвата заводнением.

В однородном пласте вытесняющая вода заполняет в первую очередь мелкие поры, а в неоднородном пласте она занимает более проницаемые участки, где преобладают крупные поры. Причина такого различия состоит в том, что в масштабе пор однородного пласта распределение фаз определяется поверхностными силами, а при переслаивании пластов разной проницаемости — силами вязкого сопротивления и силой тяжести. Однако, заполнив высокопроницаемые зоны, вода начинает впитываться в малопроницаемые участки, вытесняя оттуда нефть. Чем медленнее течение вытесняющей воды, тем больше размер участков, в которых устанавливается капиллярное равновесие вследствие впитывания воды, и нефтеотдача стремится к некоторому пределу. Для ньютоновских нефтей существует оптимальная скорость движения вытесняющей воды, при которой нефтеотдача пласта в случае заданного объема прокачанной воды максимальна. Однако при скоростях движения закачиваемой воды, меньших минимальной скорости капиллярной пропитки малопроницаемых зон, нефтеотдача снова снижается за счет ухуд-

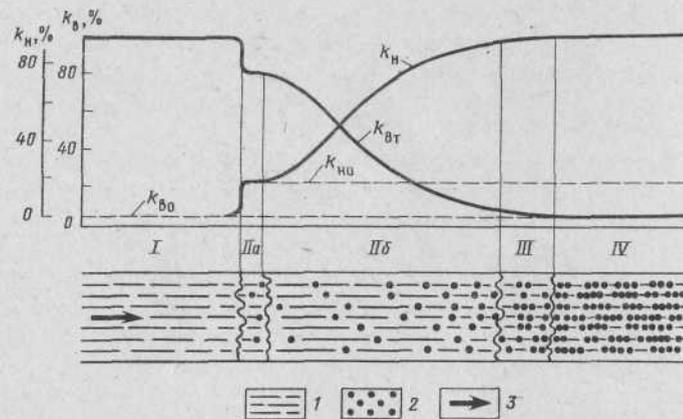


Рис. 1. Схема изменения нефте- и водонасыщенности продуктивного пласта при законтурном его заводнении.

Характер насыщения порового пространства: 1 — вода, 2 — нефть; 3 — направление движения нагнетаемой воды

шения условий вытеснения в высокопроницаемых участках.

Особая ситуация возникает при вытеснении вязкопластичной (ньютоновской) нефти из пласта. В этом случае нефтеотдача высокопроницаемых зон очень резко возрастает с ростом скорости движения воды. Максимум кривой зависимости нефтеотдачи от скорости воды находится в области реальных скоростей фильтрации, что делает возможным регулирование нефтеотдачи путем изменения скорости вытеснения.

Таким образом происходит сложный процесс одновременного вытеснения и перераспределения фаз в поровом пространстве коллектора, который в конечном счете не приводит к полному вытеснению нефти замещающей ее водой. При этом водонасыщенность продуктивного пласта увеличивается от остаточной водонасыщенности $k_{so} = 1 - k_n$ при начальной нефтенасыщенности k_n^0 незатронутой выработкой его зоне до максимального значения текущей водонасыщенности $k_{nt} = 1 - k_n$, соответствующей остаточной нефтенасыщенности k_{no} на начальной линии нагнетания воды. Исходя из современных представлений о вытеснении нефти водой, в обводняющемся продуктивном пласте при законтурном заводнении выделяют четыре зоны (рис. 1). Первая зона — водоносная часть пласта ниже уровня водонефтяного контакта (ВНК), в ней поровое пространство полностью заполнено водой. Во второй зоне водонасыщенность изменяется от максимальной до значения на фронте вытеснения нефти. Участок *IIa* находится на начальной линии нагнетания воды и характеризуется остаточной нефтенасыщенностью. Участок *IIb* представлен зоной водонефтяной смеси, в которой нефть постепенно вымывается. Третья зона, размер которой может достигать

нескольких метров, — переходная от воды к нефти. Ее принято считать стабилизированной. Четвертая зона — невыработанная часть пласта.

При внутриконтурном заводнении продуктивного пласта существуют //, /// и IV зоны. Участок *IIa* расположен непосредственно вокруг нагнетательной скважины.

При разработке газовых месторождений используют в основном природную энергию газового или упруговодонапорного режима. По мере отбора газа из залежей углеводородов происходит снижение среднего пластового давления — более значительными темпами при газовом режиме и менее значительными — при упруговодонапорном. Вследствие этого возрастает превышение геостатического давления над пластовым, что может приводить к заметной деформации пород-коллекторов, особенно в прискважинных зонах, и соответственно к ухудшению коллекторских пород: уменьшению пористости, проницаемости, повышению остаточной водонасыщенности и др. Влияние разработки газовых месторождений на фильтрационно-емкостные свойства разрабатываемых коллекторов до настоящего времени изучено недостаточно и практически не учитывается при интерпретации данных геофизических методов контроля за разработкой месторождений газа.

В случае эксплуатации газовых залежей в условиях упруговодонапорного режима или искусственного заводнения конечная газоотдача продуктивного пласта определяется не только конечным пластовым давлением, но и эффективностью вытеснения газа водой из пористой среды.

По мнению большинства исследований [22], газ вытесняется водой из порового пространства коллектора в основном под влиянием капиллярных сил породы (капиллярная пропитка водой); при этом практически не происходит поршневого вытеснения газа водой.

Экспериментально на образцах керна при моделировании вытеснения газа водой [22] было установлено, что для низкой скорости закачки воды фронт вытеснения (зона резкого увеличения водонасыщенности от начальной) отсутствует. При этом водонасыщенность образца по мере поступления в него новых порций воды постепенно увеличивается по его длине и вблизи выхода лишь на несколько процентов меньше, чем у входа. В случаях высоких скоростей закачки воды формируется четкий фронт вытеснения. Видимо, в первом случае скорость вытеснения в течение всего опыта была ниже скорости капиллярной пропитки, а во втором — превышала его.

Скорости капиллярной пропитки газоносных коллекторов колеблются от 0,06 до 8,24 м/сут и выше. Максимальные скорости пропитки значительно превосходят известные в практике разработки газовых месторождений скорости продвижения контакта газ — вода. Например, по промысловым данным, максимальная скорость продвижения пластовой контурной воды на газоконденсатных месторождениях Краснодарского края составила 1,75 м/сут.

Вытеснение газа водой не обеспечивает его полного извлечения из пласта. Газ, остающийся за фронтом вытеснения, может находиться в двух качественно различных состояниях: заземленным в порах пласта (микроразземление) и заблокированным в отдельных целиках (макроразземление). Макроразземление газа происходит вследствие неравномерной пропитки различных участков пласта из-за его макронеоднородности.

Таким образом, изменение газонасыщенности во времени эксплуатации продуктивного пласта определяется скоростью вытеснения газа водой и его фильтрационно-емкостными свойствами.

Петрофизические характеристики продуктивных коллекторов претерпевают значительные изменения и не являются постоянными в период разработки залежей углеводородов. Они существенно отличаются от физических свойств горных пород, установленных для первоначального статического состояния продуктивных коллекторов. Эти отличия петрофизических характеристик пород-коллекторов в их статическом и динамическом состояниях обусловлены при разработке залежи рядом причин: 1) изменением соотношения нефти, газа и воды в поровом пространстве коллектора за счет появления свободной нагнетаемой воды; 2) непостоянством минерализации остаточной и свободной воды при нагнетании в пласт пресных вод; 3) изменением характера распределения остаточной воды в порах; 4) появлением новых физико-химических процессов, связанных с набуханием глинистых минералов и дополнительным формированием двойных электрических слоев на поверхностях раздела твердых и жидких сред при нагнетании пресных вод; 5) изменением температуры пластов в процессе их эксплуатации и др.

Раздел петрофизики, описывающий изменение физических свойств пород-коллекторов в процессе эксплуатации залежей углеводородов, целесообразно назвать динамической петрофизикой. Она является теоретической основой научно обоснованной интерпретации результатов геофизических исследований скважин при контроле разработки месторождений нефти и газа.

Рассмотрим изменения основных физических свойств горных пород, происходящие в процессе эксплуатации залежей углеводородов с применением законтурного, приконтурного и внутриконтурного заводнения.

§ 2. УДЕЛЬНОЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ

В общем случае величина удельного электрического сопротивления нефтеносного пласта $\rho_{\text{нп}}$ определяется выражением

$$\rho_{\text{нп}} = \frac{\rho}{P} \cdot \frac{P}{P} \cdot \frac{P}{\rho} \cdot \rho, \quad (1)$$

где L_n, P_n, P_n — соответственно параметр поверхностной проводимости, относительное электрическое сопротивление пласта (параметр пористости) и коэффициент увеличения электрического сопротивления пласта (параметр насыщения); ρ_n — электрическое удельное сопротивление пластовой воды при температуре пласта.

На основании уравнения (1) удельное электрическое сопротивление обводняющегося пласта

$$\rho_{\text{п об}} = \frac{\rho}{P} \cdot \frac{P}{P} \cdot \frac{P}{\rho} \cdot \rho_{\text{см}}, \quad (2)$$

где ρ, P, P, ρ_n — те же параметры, что и в уравнении (1), но при других минерализациях и температурах поровых вод; $\rho_{\text{см}}$ — удельное электрическое сопротивление смеси пластовой и нагнетаемой вод; P_t — параметр, учитывающий изменение температуры пласта при движении нефти и нагнетаемой воды.

Изменение соотношения нефти и воды в пласте учитывается параметром P_n' . Чем больше вытесняется нефть из породы, тем меньше значение P_n' (для полностью промытой породы $P_n' \rightarrow 1$).

Изменение минерализации смеси остаточной и нагнетаемой воды и ее температуры в процессе обводнения определяется величиной удельного сопротивления смеси $\rho_{\text{см}}$ вод пластовой и нагнетаемой.

В начальной стадии разработки залежи за счет движения нефти под действием давления нагнетания происходит удаление частиц рыхло-связанной остаточной воды из пленки и переход ее в капельное состояние (суспензия воды в нефти) & $\rho_{\text{кап}}$, практически не участвует в электропроводности породы. Следовательно, при расчете электрического сопротивления пласта количество воды в капельном состоянии должно быть вычтено из первоначального содержания остаточной воды, т.е. коэффициент текущей водонасыщенности для начальной стадии разработки пласта $K = K_{\text{ост}} - K_{\text{кап}}$.

Изменение распределения остаточной воды в порах (переход из пленочного состояния в капельное в объеме нефти) приводит к существенному возрастанию электрического сопротивления пласта. Это создает видимость увеличения коэффициента нефтенасыщенности коллектора в период начальной стадии разработки. Однако в действительности коэффициент нефтенасыщенности остается прежним, каким он был до начала эксплуатации залежи, так как фиктивное увеличение $K_{\text{ост}}$ произошло только за счет объема капельной остаточной "неэлектропроводной" воды.

Количество остаточной воды, переходящее в объем нефти в капельном состоянии, может достигать 5-10 абсолютных процентов, что приводит к увеличению удельного электрического сопротивления $\rho_{\text{л.об}}$ несколько раз по отношению к $\rho_{\text{нп}}$ до начала разработки пласта (рис.2).

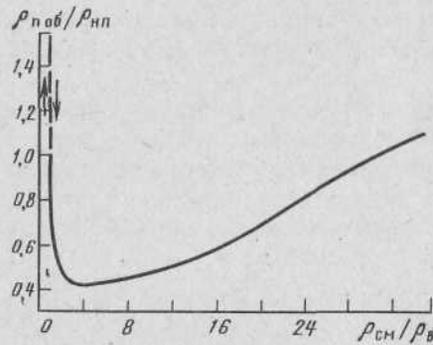


Рис. 2. Зависимость $P_{поб}/P_{нп}$ от $\rho_{см}/\rho_в$. Пунктир соответствует переходу части связанной воды в капельное состояние, стрелками показано изменение отношения $\rho_{поб}/\rho_{нп}$

Эффект образования капельной "неэлектропроводной" остаточной воды наиболее, заметен в залежах со сравнительно слабоминерализованными пластовыми водами, так как при этих условиях в порах коллекторов формируются толстые пленки связанной воды с достаточно развитой их рыхлосвязанной частью. Доля рыхлосвязанной воды, наименее удерживаемая силами электрической природы вблизи минеральных частиц, под влиянием движущейся нефти увлекается и переходит в ее объем. (Стрелками показано, что при переходе части связанной воды в капельное состояние сопротивление $\rho_{поб}$ возрастает, а при дальнейшем движении нефти за счет появления свободной воды сопротивление $\rho_{поб}$ падает).

Параметр $\#_п$ (P^{\wedge}) определяет физико-химическое взаимодействие пресной воды с минеральными частицами скелета. В случае большой глинистости пласта и существенного опреснения пластовой воды нагнетаемой меняется набухаемость глинистых частиц и формируются толстые пленки связанной воды с аномальными физическими свойствами, что создает дополнительную аномальную электропроводность породы.

Параметр P' учитывает изменение температуры пласта в процессе разработки месторождения. При движении нефти в пористой среде до прихода фронта нагнетаемых вод наблюдается разогревание пласта за счет дроссельного эффекта (эффект Джоуля — Томсона) $uP'_i \cdot U$ 1, при движении нагнетаемой воды за счет конвекции возникает обычно охлаждение пласта и $P_i < 1$. Учесть температурное влияние на удельное сопротивление проводящего флюида достаточно сложно. Поэтому при дальнейших расчетах полагаем $P'_i \wedge 1$, тем самым допуская некоторую ошибку в определении $\rho_{поб}$.

Выражения (1) и (2) с учетом известных эмпирических соотношений $P_{поб} = \frac{D}{\rho_{поб}} \kappa_{поб}^{-m} u P'_i = a_{поб} \kappa_{поб}^{-n}$ приводятся к виду

$$\rho_{нп} = \Pi \frac{a_{поб}}{\rho_{поб}} \kappa_{поб}^{-m} a_{поб} \kappa_{поб}^{-n} \rho_{поб} \quad (3)$$

$$\rho_{поб} = \Pi' \frac{a'_{поб}}{\rho_{поб}} \kappa_{поб}^{-m'} a'_{поб} \kappa_{поб}^{-n'} \rho_{поб} \quad (4)$$

где $\kappa_{поб}$ — коэффициент пористости; m, m', n, n' — показатели степени цементации и гидрофильности породы; $a_{поб}, a'_{поб}, a_{поб}, a'_{поб}$ — эмпирические коэффициенты.

Обычно $a_{поб} \gg a'_{поб} \rightarrow 1$. Показатели степени m, n, m', n' и коэффициенты a, a' зависят от минерализации воды, насыщающей поры, и пористости (глинистости). Поэтому они определяют величину электрического удельного сопротивления пласта при его обводнении пресными водами, т.е. представление величин $\rho_{поб}$ и $\rho_{поб}$ с помощью формул (3) и (4) дает основание полагать $\rho_{поб} = \rho_{поб} = 1$.

Величину $\rho_{см}$ в уравнении (4) в начальной стадии выработки пласта можно принять равной сопротивлению $\rho_в$ остаточной воды до разработки залежи, в дальнейшем $\rho_{см}$ снижается (появление осолоненного фронта воды), а при подходе фронта нагнетаемой пресной воды и последующем обводнении $\rho_{см} \wedge \rho_{в нагн}$.

С учетом сказанного из уравнений (3) и (4) получаем

$$\frac{\rho_{поб}}{\rho_{нп}} = \frac{a'_{поб}}{a_{поб}} \cdot \frac{\kappa_{поб}^m}{\kappa_{поб}^m} \cdot \frac{\kappa_{поб}^n}{\kappa_{поб}^n} \cdot \frac{\rho_{см}}{\rho_в} \quad (5)$$

где $\kappa_{поб} = \kappa_{поб} - \kappa_{поб, кап}$ в начальной стадии вытеснения нефти из пласта; при дальнейшем обводнении $\kappa_{поб}$ представляет сумму остаточной воды и нагнетаемой, вошедшей в его поровое пространство.

В случае вытеснения нефти из пластов минерализованной водой, сходной с пластовой ($\rho_{см} = \rho_в$), выражение (5) примет вид

$$\frac{\rho_{поб}}{\rho_{нп}} = (\dots) \quad (6)$$

По формулам (5) и (6), с учетом экспериментальных керновых и скважинных данных, рассчитаны графики зависимости $\rho_{поб}/\rho_{нп} = f(\kappa_{поб})$, характеризующие процесс вытеснения нефти как пластовой, так и пресной водой (рис. 3). На основании характера изменения сопротивления породы по кривым $\rho_{поб}/\rho_{нп} = D \wedge_{поб}$ можно выделить следующие стадии изменения нефтенасыщенности в процессе разработки:

I — начальная стадия, когда электрическое удельное сопротивление пласта резко возрастает за счет перехода части остаточной воды в объем нефти в капельном состоянии, создается ложное представление об увеличении коэффициента нефтенасыщенности, а в действительности $\kappa_{поб} \approx \kappa_{поб}$ (кривые 1,2);

II — стадия прохождения осолоненного фронта остаточной воды, когда отмечается резкое снижение удельного электрического сопротивления и уменьшение коэффициента нефтенасыщенности;

III — стадия подхода вод переднего нагнетаемого фронта, когда происходит снижение $\rho_{поб}$ в основном за счет изменения соотношения нефти и воды в объеме пор;

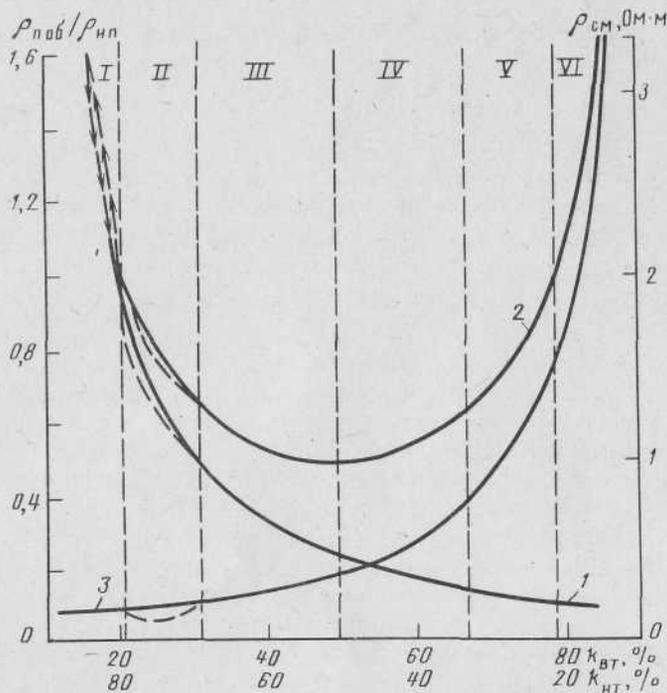


Рис. 3. Изменение удельного электрического сопротивления $\rho_{об}$ нефтеносного пласта в процессе вытеснения нефти водой.

I-VI - стадии разработки пласта; пунктиром показаны значения $\rho_{см}$ при наличии оторочки осолоненной пластовой воды, стрелками - изменение удельного электрического сопротивления пласта при переходе части остаточной воды в капельное состояние; вытеснение нефти водой: 1 - пластовой, 2 - пресной; 3 - зависимость

$$\rho_{см} = /(\epsilon_{вт})$$

$\rho_{об}$ у стадии обводнения, когда $\rho_{об}$ изменяется не только за счет уменьшения количества нефти, но и за счет смешения остаточной и нагнетаемой воды; в случае нагнетания пластовой воды $\rho_{об}$ плавно снижается, а в случае нагнетания пресной воды сопротивление смеси возрастает (см. рис. 3, кривая 3), и этот фактор оказывает решающее влияние на увеличение $\rho_{об}$;

VI - стадия интенсивной промывки пласта нагнетаемой водой: $\rho_{об}$ при пресной нагнетаемой воде значительно растет и может превышать $\rho_{нп}$, при пластовой нагнетаемой воде $\rho_{об}$ стремится к сопротивлению водоносного пласта, коэффициент нефтенасыщенности стремится к остаточному значению.

Кривые $\rho_{об} / \rho_{нп} = /(\epsilon_{вт})$ совокупности с данными метода потенциалов собственной поляризации можно в дальнейшем использовать для прогноза стадии выработки пласта, степени их обводнения и типа получаемого флuida, особенно в случае нагнетания пресных вод.

§ 3. ДИЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ

В процессе обводнения коллекторов нагнетаемыми водами на величину диэлектрической проницаемости пород влияют в основном те же факторы, что и на удельное электрическое сопротивление: соотношение нефти и воды, минерализация ш е и остаточной воды с нагнетаемой, образование граничных водных слоев с аномальными диэлектрическими свойствами и температура пород.

В общем виде относительная диэлектрическая проницаемость нефтеносных терригенных коллекторов определяется соотношением [14]

$$\epsilon_{нп} = B - Ck_{п} + A k_{п}^m e^{-n k_{п}} k_{в}^{p+q} k_{п}^q \quad (7)$$

где B и C коэффициенты, зависящие от диэлектрических проницаемостей твердой части скелета породы и нефти (для терригенных коллекторов $B = 5,82$ и $C = 4,34$); A , m , n , p и q - коэффициенты, зависящие от минерализации насыщающего раствора, их числовые значения приведены в табл. 1.

С увеличением минерализации насыщающего раствора величина диэлектрической проницаемости пород растет, подчиняясь той же эмпирической зависимости (7), что и для дистиллированной воды. Этот рост $\epsilon_{нп}$ объясняется, во-первых, тем что у поверхности твердых минеральных гидрофильных частиц за счет ориентации полярных молекул воды под влиянием сильного электрического поля формируются граничные слои связанной воды с аномальной диэлектрической проницаемостью значительно меньшей, чем у воды свободной [1]. Так, диэлектрическая проницаемость свободной воды при $t = 20^\circ \text{C}$ равна 80,3 отн. ед., а интегральное значение $\epsilon_{лср}$ пленки связанной воды толщиной 0,07 мкм, заключенной между двумя кристаллами слюды, составляет 4,5 отн. ед. [1].

Во-вторых, объем связанной воды с аномальной диэлектрической проницаемостью различен в одном и том же поровом пространстве породы при насыщении ее пресной и минерализованной водой. Известно, что толщина двойного электрического слоя пропорциональна корню квадратному из произведения концентрации свободного раствора на сумму валентностей ионов этого раствора. Поэтому и толщина пленки связанной воды, ассоциирующаяся с двойным электрическим слоем, возрастает с уменьшением минерализации раствора электролита. Замена пресного раствора на минерализованный приводит к заметному уменьшению толщины пленки связанной воды и, следовательно, к уменьшению суммарного объема этой воды с резко заниженным значением диэлектрической проницаемости, что и является причиной роста диэлектрической проницаемости пород с увеличением минерализации раствора, насыщающего их поровое пространство.

Таблица 1. Значения коэффициентов A, m, n, p, q для отложений нижнего мела и юры Западной Сибири (по данным Ю.Л. Брылкина)

Минерализация раствора, г/л	A	m	n	p	q
0	463	1,43	8,84	0,53	1,09
5	408	1,37	6,70	0,50	1,14
10	415	1,33	5,62	0,47	1,15
15	452	1,32	4,99	0,44	1,21

Примечание. Для минерализации 5 и 10 г/л коэффициенты A, m, n, p, q получены путем интерполяции значений $C_B = 0$ и 15 г/л с частичным подтверждением экспериментальными данными.

По формуле (7) рассчитаны зависимости $\epsilon_{\text{нп}} = f(k_{\text{вт}})$ для минерализации насыщающих вод $C_B = 15$ г/л $n C_B \rightarrow 0$ (рис. 4).

Из анализа этих графиков следует: 1) величина относительной диэлектрической проницаемости продуктивного пласта $\epsilon_{\text{п.об}}$ растет с увеличением коэффициента водонасыщенности $k_{\text{вт}}$; 2) в случае насыщения пород пресными водами ($C_B \rightarrow 0$) отмечается четкая дифференциация кривых по величине пористости, при минерализованной же воде ($C_B = 15$ г/л) наблюдается область незначительного изменения $\epsilon_{\text{п.об}}$ при значениях пористости $k_{\text{п}} = 20-30\%$; 3) величина $\epsilon_{\text{п.об}}$ для минерализованной воды больше, чем для пресной, для одних и тех же пористостей и соотношений нефти и воды.

Превышение диэлектрической проницаемости $\epsilon_{\text{п.об}}$ обводняющегося пласта над первоначальным значением $\epsilon_{\text{п.об}}$ до начала разработки этого пласта при величине $k_{\text{вт}}$ в случае вытеснения нефти водой, близкой по минерализации к остаточной, на основании формулы (7) равно

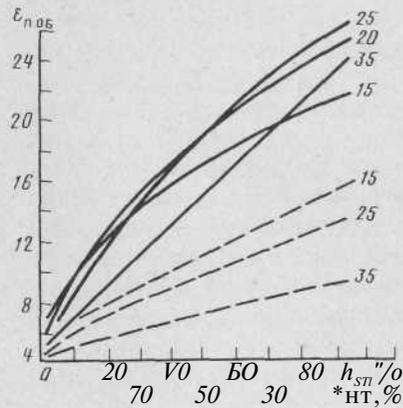
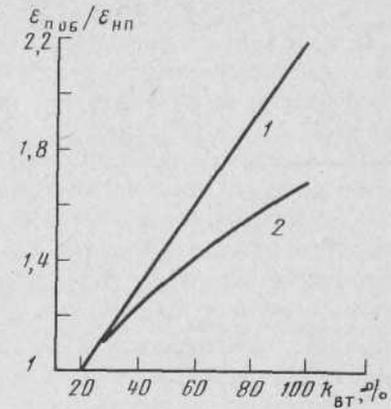


Рис. 4. Зависимость диэлектрической проницаемости $\epsilon_{\text{п.об}}$ нефтеносных пород от коэффициента текущей водонасыщенности $k_{\text{вт}}$ от минерализации воды: сплошные линии — $C_B = 15$ г/л, пунктирные линии — $C_B \rightarrow 0$; шифр кривых — коэффициент пористости $k_{\text{п}}$, %

Рис. 5. Зависимости $\epsilon_{\text{п.об}}/\epsilon_{\text{нп}}$ от $k_{\text{вт}}$. Кривые для случаев вытеснения нефти водой: 1 — пластовой ($C_B = 15$ г/л), 2 — пресной ($C_B \rightarrow 0$)



$$\frac{\epsilon_{\text{п.об}}}{\epsilon_{\text{нп}}} = \frac{D + a_{\text{ср}} k_{\text{вт}}^{\text{в.ср}}}{D + a_{\text{ср}} k_{\text{вт}}^{\text{в.во}}} = \frac{1 + d k_{\text{вт}}^{\text{в.ср}}}{1 + d k_{\text{вт}}^{\text{в.во}}}, \quad (8)$$

где $d = B - C k_{\text{п}} / D$, $d = a_{\text{ср}} / D$.

Отношение $\epsilon_{\text{п.об}}/\epsilon_{\text{нп}}$ в случае вытеснения нефти пресной водой определяется выражением

$$\frac{\epsilon_{\text{п.об}}}{\epsilon_{\text{нп}}} = \frac{D + a'_{\text{ср}} k_{\text{вт}}^{\text{в.ср}}}{D + a_{\text{ср}} k_{\text{вт}}^{\text{в.во}}} = \frac{1 + d' k_{\text{вт}}^{\text{в.ср}}}{1 + d k_{\text{вт}}^{\text{в.во}}}, \quad (9)$$

где $a'_{\text{ср}}, B'_{\text{ср}}$ — коэффициенты, величина которых зависит от изменения минерализации остаточной воды при смешивании ее с нагнетаемой в процессе разработки пласта.

По формулам (8) и (9) рассчитаны графики зависимостей $\epsilon_{\text{п.об}}/\epsilon_{\text{нп}} = f(k_{\text{вт}})$ для пластов БС₁₋₃ Усть-Балыкского месторождения с учетом экспериментальных данных для случаев вытеснения нефти пластовой и пресной водой (рис. 5).

В первом случае рост отношения $\epsilon_{\text{п.об}}/\epsilon_{\text{нп}}$ обусловлен только увеличением коэффициента текущей водонасыщенности, во втором — на поведение отношения $\epsilon_{\text{п.об}}/\epsilon_{\text{нп}}$ оказывает влияние изменение соотношения нефти и воды и опреснение остаточной воды нагнетаемой, причем, как было показано выше, уменьшение минерализации остаточной воды ведет к снижению $\epsilon_{\text{п.об}}/\epsilon_{\text{нп}}$.

При выработке нефти из пласта его диэлектрическая проницаемость может увеличиваться в 1,6 раза в случае нагнетания пресной воды и в 2 раза — в случае нагнетания минерализованной воды.

Количество рыхлосвязанной воды, перешедшее в объем нефти в капельном состоянии, практически не скажется на величине диэлектрической проницаемости пласта, ибо на характеристики высокочастотного электромагнитного поля (десятки мегагерц), с помощью которого исследуются скважины диэлектрическим методом, решающее влияние оказывает соотношение нефти и воды, а не характер их распределения в поровом пространстве пород.

Таким образом, по величине диэлектрической проницаемости можно выделять пласты, обводняющиеся нагнетаемыми пресными и минерализованными водами, а также определять коэффициент нефтенасыщенности по известным $\epsilon_{п\text{об}}$, $\epsilon_{пн}$ и $\kappa_{п}$ (см. рис. 4), если диэлектрические проницаемости коллекторов установлены с достаточной точностью по данным диэлектрического метода.

Влияние температуры пласта в процессе его разработки на диэлектрическую проницаемость учесть достаточно сложно, в то же время установлено незначительное влияние температуры (0—80 °С) на диэлектрическую проницаемость твердых и жидких компонентов горной породы.

§ 4. ЕСТЕСТВЕННАЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ АКТИВНОСТЬ

Физико-химические процессы, возникающие на поверхности раздела пласт — скважина, скважина — вмещающие породы, вмещающие породы — пласт в случае обводнения пласта водами, отличающимися по минерализации от пластовых, приводят к изменению потенциала собственной поляризации (ПС) горной породы, а, следовательно, к аномальному поведению кривой потенциалов ПС по сравнению с необводнившимися пластами. Составляющие разности потенциалов ПС, приводящие к аномальному поведению кривой потенциалов собственной поляризации, могут быть четко показаны через электрохимические активности горных пород и соотношения концентраций насыщающих их вод и фильтрата промывочной жидкости.

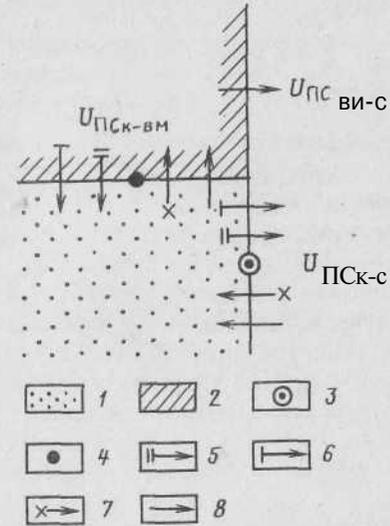
Рассмотрим формирование поля потенциалов собственной поляризации на контакте обводненного песчаного и глинистого пластов в зависимости от величины удельного сопротивления $\rho_{см}$, представляющего сопротивление смеси первоначальной пластовой воды с нагнетаемой (рис. 6) (пласты пересечены скважиной с удельным сопротивлением фильтрата промывочной жидкости $\rho_{ф}$).

Вмещающие (глинистые) породы насыщены водными ионами удельного сопротивления $\rho_{в}$. Оба пласта характеризуются диффузионно-адсорбционными активностями соответственно $A_{дап}$ и $A_{двм}$.

В этом случае составляющая разности потенциалов ПС $A_{дап} \lg \frac{\rho_{ф}}{\rho_{в}}$, образующаяся на контакте вмещающие породы — скважина, остается по величине и направлению такой же, как и в случае отсутствия обводнения пласта. Составляющая же разности потенциалов ПС $A_{двм} \lg \frac{\rho_{см}}{\rho_{в}}$ на контакте пласт — скважина существенно изменяется по

рис. 6. Составляющие разности потенциалов ПС против чистого песчаного коллектора и чистых вмещающих глин на поверхностях раздела скважина — вмещающие глины. — Вмещающие глины — коллектору скважина.

1 — песчаник — коллектор; 2 — вмещающие чистые глины; направления составляющих $A_{у_{с}}$ при: 5 — $\rho_{см} > \rho_{в}$, 4 — $\rho_{см} = \rho_{в}$, 6 — $\rho_{см} < \rho_{в}$; 7 — $\rho_{см} > \rho_{ф}$, 8 — $\rho_{см} < \rho_{ф}$.



сравнению с первоначальной (до обводнения) по величине и направлению в зависимости от удельного сопротивления смеси пластовой воды с нагнетаемой и принимает активное участие в изменении конфигурации кривой ПС против обводненных пластов. Кроме того, возникает новая составляющая разности потенциалов ПС $A_{двм} \lg \frac{\rho_{см}}{\rho_{в}}$ на поверхности раздела пласт — вмещающие породы при $\rho_{см} \neq \rho_{в}$, что наиболее часто встречается при разработке залежи. Эта составляющая априорно принимается равной нулю при отсутствии обводнения пласта. Направление и величина этой составляющей зависят от соотношений диффузионно-адсорбционных активностей пласта и вмещающих пород, а также от сопротивлений насыщающих их вод. Эта составляющая разности потенциалов ПС вносит существенный вклад в формирование ЭДС естественного электрического поля и играет заметную роль в изменении поведения кривой ПС при обводнении пласта.

При количественном решении поставленной задачи нами использовалась связь между измеряемыми разностями потенциалов собственной поляризации и электрохимической активностью горных пород для случая, когда изменение потенциалов ПС создано различной диффузионно-адсорбционной активностью изучаемого пласта и вмещающих литологически однородных пород:

$$\Delta U_{ПС} = -v_{ПС} \left[(1 + k_{дап}) b_{дап} \lg \left(\frac{\rho_{ф}}{\rho_{в}} \right) - (A_{дап} + k_{дап}) b_{дап} \lg \left(\frac{\rho_{ф}}{\rho_{в}} \right) - (A_{двм} - k_{двм}) b_{двм} \lg \left(\frac{\rho_{см}}{\rho_{в}} \right) - (A_{двм} + k_{двм}) b_{двм} \lg \left(\frac{\rho_{см}}{\rho_{в}} \right) \right] \quad (10)$$

где $\Delta U_{\text{проб}}$ — коэффициенты диффузионной ЭДС на поверхностях соприкосновения фильтрата промывочной жидкости с водами, насыщающими вмещающие породы, пласт, и водами, содержащимися в пласте и во вмещающих породах; $\Delta U_{\text{пс об}}$ — коэффициенты приведения связи между $\Delta U_{\text{пр об}}$ и $\lg p$, $\lg p_{\text{см}}$, $\lg p_{\text{в}}$ к линейному виду; $p_{\text{в}}$, $p_{\text{см}}$, $p_{\text{ф}}$ — удельные электрические сопротивления (в в. м.)

ления фильтрата промывочной жидкости и вод, насыщающих пласт и вмещающие породы; $P_{\text{пс}}$ — коэффициент, учитывающий влияние ограниченной мощности пласта и удельных сопротивлений пласта, вмещающих пород и промывочной жидкости на величину аномалии A ($P_{\text{пс}} = 1$ в случае пластов большой мощности $p_{\text{в}} = 1$).

В случае отсутствия обводнения пластов водами иной минерализации и другого химического состава после соответствующих допущений [2] формула (10) принимает вид

$$\Delta U_{\text{пс}} = - (A_{\text{да в м}} - A_{\text{да п}}) \lg(\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}) = \sim P_{\text{пс}} \lg(P_{\text{ф}}/P_{\text{в}}). \quad (11)$$

где $\kappa_{\text{пс}} = P_{\text{пс}}$ — коэффициент собственной поляризации породы.

Рассмотрим поведение статической кривой ПС при различных ситуациях обводнения пластов большой мощности водами разной минерализации, отличающимися в общем случае от минерализации пластовой воды. 1 случай. Одиночный однородный пласт полностью обводнен по всей мощности нагнетаемой водой.

Для такого пласта аномалия $\Delta U_{\text{пр об}}$ выражается следующей формулой:

$$\Delta U_{\text{пс об}} = K_{\text{да в м}} \lg(\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}) - A_{\text{да в м}} \lg(\rho_{\text{см}}/\rho_{\text{в}}) + A_{\text{да п}} \lg(\rho_{\text{см}}/\rho_{\text{в}}) - A_{\text{да п}} \lg(\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{см}}). \quad (12)$$

Для объяснения поведения кривой потенциалов собственной поляризации обводненного пласта-коллектора при $p_{\text{см}} = p_{\text{в}}$ (рис. 7), залегающего среди глин ($A_{\text{да в м}} = A_{\text{да г л}}$), обратимся к графическому решению выражения (12).

Составляющая $A_{\text{да в м}} \lg(P_{\text{ф}}/P_{\text{в}}) \sim$ величина отрицательная и постоянная, ее значение зависит от соотношения сопротивлений фильтрата промывочной жидкости и пластовой воды, а также от диффузионно-адсорбционной активности глин. Составляющая же $A_{\text{да п}} \lg(p_{\text{см}}/p_{\text{в}})$ при $P_{\text{пс}} = P_{\text{см}}$ равна нулю, при $p_{\text{в}} > p_{\text{см}}$ увеличивается по абсолютной величине, но принимает отрицательный знак, при $p_{\text{в}} < p_{\text{см}}$ возрастает по мере увеличения $p_{\text{см}}$ и является величиной положительной. С увеличением сопротивления смеси нагнетаемой и пластовой вод первоначально положительная составляющая

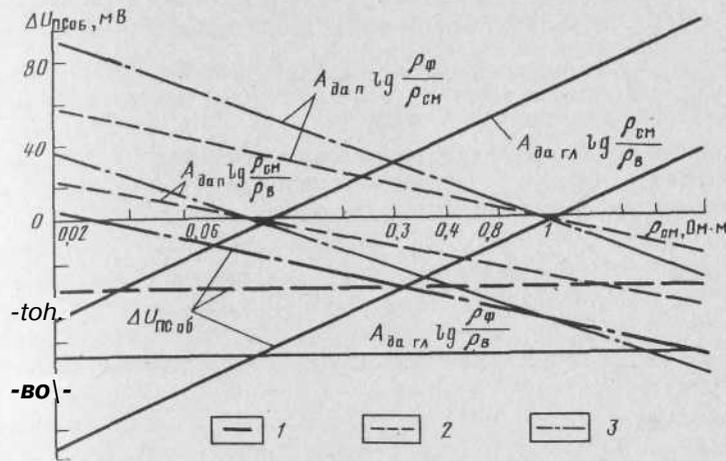


Рис. 7. Поведение составляющих разностей потенциалов ПС над пластами, обводненными нагнетаемыми водами.

$p = 1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $p_{\text{в}} = 0,1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $A_{\text{да п}} = 65 \text{ мВ}$; $A_{\text{да в м}}$ равно: 1 - 0,2 - 0,5 А, 2 - 0,5 А, 3 - 0,75 А

$A_{\text{да п}} \lg(\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{см}})$ уменьшается до нуля при достижении равенства $P_{\text{ф}} = P_{\text{см}}$ (точка $P_{\text{ф}} = P_{\text{см}}$, $\lg(P_{\text{ф}}/P_{\text{см}}) = 0$). Составляющая $A_{\text{да п}} \lg(P_{\text{ф}}/P_{\text{см}})$ меняет свой знак, становясь величиной отрицательной, и увеличивается по абсолютному значению при дальнейшем возрастании сопротивления $p_{\text{см}}$.

Поведение составляющей $A_{\text{да п}} \lg(p_{\text{см}}/p_{\text{в}})$ с увеличением $p_{\text{см}}$ противоположно поведению составляющей $A_{\text{да г л}} \lg(p_{\text{см}}/p_{\text{в}})$. Составляющая меняет знак при $p_{\text{в}} = p_{\text{см}}$, когда $\lg(p_{\text{см}}/p_{\text{в}}) = 0$.

Алгебраическое сложение всех составляющих напряженности электрического поля ПС дает в результате суммарные аномалии потенциалов собственной поляризации над обводненными пластами в различных диапазонах изменения сопротивления смеси нагнетаемых и пластовых вод $\rho_{\text{см}} < \rho_{\text{в}} < \rho_{\text{ф}}$ и $\rho_{\text{см}} > \rho_{\text{в}} > \rho_{\text{ф}}$.

При этом для чистых (неглинистых) пластов-коллекторов с $A_{\text{да в м}} = 0$ в формировании $\Delta U_{\text{пс об}}$ участвуют только две составляющие $A_{\text{да п}} \lg(P_{\text{ф}}/P_{\text{в}})$ и $A_{\text{да г л}} \lg(P_{\text{см}}/P_{\text{в}})$, так как остальные составляющие $A_{\text{да в м}} \lg(P_{\text{ф}}/P_{\text{в}})$ и $A_{\text{да п}} \lg(p_{\text{см}}/p_{\text{в}}) = 0$ ($A_{\text{да п}} \lg(P_{\text{см}}/P_{\text{в}}) = 0$), т.е. в этом случае

$$\Delta U_{\text{пс об}} = - [A_{\text{да г л}} \lg(\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}) - A_{\text{да г л}} \lg(\rho_{\text{см}}/\rho_{\text{в}})] = - A_{\text{да г л}} \lg(\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{см}}). \quad (13)$$

Таким образом, против чистых коллекторов ($A_{\text{да в м}} = 0$) отрица-

тельная аномалия амплитуды $A \xi / \rho_{\text{с об}}$ с увеличением $\rho_{\text{с м}}$ уменьшается, при $\rho_{\text{с м}} = \rho_{\text{ф}}$ становится равной нулю и при дальнейшем увеличении $\rho_{\text{с м}}$ амплитуда $D (\rho_{\text{с об}}$ возрастает, обращаясь в положительную аномалию по сравнению с условной нулевой линией против вмещающих глин.

Аналогичное изменение претерпевают амплитуды $A \xi / \rho_{\text{с об}}$ для пластов с $A_{\text{да п}} < 0,5 A_{\text{да гл}}$ причем амплитуда $A U_{\text{п об}}$ меняет свой знак при все больших значениях $\rho_{\text{с м}}$ по мере возрастания $A_{\text{да п}}$.

Для пластов с $A_{\text{да п}} = 0,5 A_{\text{да гл}}$ отклонение $A \xi / \rho_{\text{с об}}$ от условной линии глин остается величиной постоянной и равной амплитуде потенциалов ПС для этого же пласта в случае отсутствия его обводнения, т.е. при $A_{\text{да п}} = 0,5 A_{\text{да гл}}$ величина $A U_{\text{п об}}$ не зависит от степени обводнения пласта солеными или пресными водами и поэтому на диаграммах не фиксируется.

Для пластов с $A_{\text{да п}} > 0,5 A_{\text{да гл}}$, обводняющихся минерализованными водами ($\rho_{\text{с м}} < \rho_{\text{в}}$), отрицательная амплитуда $A \xi / \rho_{\text{с об}}$ уменьшается и может достигать положительного значения по мере уменьшения сопротивления $\rho_{\text{с м}}$. При обводнении же пластов пресными водами ($\rho_{\text{с м}} > \rho_{\text{в}}$) отрицательная амплитуда $A \xi / \rho_{\text{с об}}$ наоборот возрастает с увеличением $\rho_{\text{с м}}$, что объясняется более резким изменением составляющих $A_{\text{да п}} \lg \rho_{\text{с м}} / \rho_{\text{с об}}$ и $A_{\text{да гл}} \lg \rho_{\text{с м}} / \rho_{\text{в}}$ (см. рис. 7). Пласты, характеризующиеся значениями $A_{\text{да п}} > 0,5 A_{\text{да гл}}$ относятся к породам с низкими коллекторскими свойствами и к неколлекторам, обводнение которых нагнетаемыми водами практически мало вероятно.

Интересно отметить, что все кривые зависимости $A \xi / \rho_{\text{с об}} \sim f(\rho_{\text{с м}})$ при постоянном сопротивлении $\rho_{\text{ф}}$ и разных значениях $A_{\text{да п}}$ пересекаются в одной точке, в которой $L_{\text{да п}} \lg (\rho_{\text{с м}} / \rho_{\text{с об}}) = \hat{A}_{\text{да п}} \hat{A}_{\text{да гл}} (\rho_{\text{с м}} / \rho_{\text{в}})$, т.е. $\rho_{\text{с м}} / \rho_{\text{с об}} = \rho_{\text{с м}} / \rho_{\text{в}}$ и, следовательно, $\rho_{\text{с м}} = \sqrt{\rho_{\text{с об}} \rho_{\text{в}}}$.

При таком значении сопротивления смеси пластовой и нагнетаемой вод

$$A U_{\text{п об}} = - \frac{1}{2} A_{\text{да гл}} \lg (\rho_{\text{ф}} / \rho_{\text{в}}).$$

2 случай. Однородный пласт обводнен в средней его части.

По А.П. Анпилову [18], в этом случае против однородного пласта аномалии потенциалов ПС не наблюдается, т.е. согласно его выводам при заводнении средней части однородного пласта форма кривой ПС остается неизменной независимо от минерализации насыщающей пласт воды.

Такая картина справедлива только в случае чистого (неглинистого) однородного пласта-коллектора, для которого $A_{\text{да п}} = 0$. В случае же глинистого однородного коллектора ($A_{\text{да п}} \neq 0$) на кривой ПС должен фиксироваться прорыв нагнетаемых вод ($\rho_{\text{с м}} \neq \rho_{\text{в}}$) в средней части пласта величиной $D \xi / \rho_{\text{с об}} = - L_{\text{да п}} \lg (\rho_{\text{с м}} / \rho_{\text{в}})$ (рис. 8).

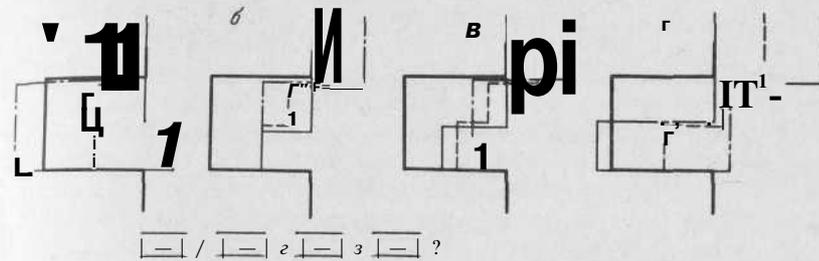


Рис. 8. Поведение статической кривой ПС над одиночным пластом, обводненным в подошвенной части и залегающим среди глин.

" - $\rho_{\text{с м}} = 0,05$ Ом-м; б - $\rho_{\text{с м}} = \sqrt{\rho_{\text{в}} \rho_{\text{ф}}} = 0,332$ Ом-м; в - $\rho_{\text{с м}} = 0,5$ Ом-м; г - $\rho_{\text{с м}} = 1,5$ Ом-м; 1 - $A_{\text{да п}} = 0,5 A_{\text{да гл}}$; 2 - $A_{\text{да п}} = 0,2 A_{\text{да гл}}$; 3 - $A_{\text{да п}} = 0,8 A_{\text{да гл}}$; 4 - $A_{\text{да п}} = A_{\text{да гл}}$; $\rho_{\text{в}} = 0,1$ Ом-м, $\rho_{\text{ф}} = 1,0$ Ом-м

дагл'

Однако обводнение средней части однородного пласта ($A_{\text{да п}} = \text{const}$) мало вероятно. В случае пласта, оказавшегося однородным в области пересечения его скважиной, обводнение средней части может быть вызвано только его неоднородностью вблизи стенки скважины.

3 случай. Одиночный пласт обводнен в его кровельной или подошвенной частях.

а) Пласт обводнен в подошвенной части. При этом разность потенциалов ПС для подошвенной части пласта относительно нижележащих вмещающих пород определяется формулой (13), а относительно необводнившейся части пласта — выражением (12) (см. рис. 8). Амплитуда $A \xi / \rho_{\text{с об}}$ для кровельной части пласта описывается формулой (11).

б) Пласт обводнен в кровельной части. Наблюдаемая амплитуда $A \xi / \rho_{\text{с об}}$ относительно вышележащих глин рассчитывается по формуле (13), а относительно нижней необводнившейся части пласта — по формуле (11).

В подошвенной необводнившейся части пласта амплитуда $A \xi / \rho_{\text{с об}}$ относительно нижележащих глин описывается формулой (11). При этом конфигурация кривых ПС является зеркальным отображением диаграмм ПС, изображенных на рис. 8.

4 случай. Неоднородный пласт обводнен полностью.

Величина $A \xi / \rho_{\text{с об}}$ каждого последующего пропластка с постоянным значением $A_{\text{да п}}$ определяется относительно предыдущего или сверху вниз, или снизу вверх по различным формулам.

При рассмотрении обводненных прослоев сверху вниз разности потенциалов ПС относительно вышележащих прослоев описываются следующими выражениями:

а) на контакте верхнего (первого) обводненного пропластка с вмещающими глинами

$$D(\text{ПС об гл-1}) = - [A_{\text{дап}i} \lg(\rho_{\phi}/\rho_{\text{п}})] \cdot (\Delta_{\text{да гл}} - A_{\text{дап}}) \cdot \lg x \quad (14)$$

$$x = (\rho_{\text{см}1}/\rho_{\text{в}}) - \Delta_{\text{дап}} \cdot \lg(\rho_{\phi}/\rho_{\text{см}1}) + 1;$$

б) на контакте второго обводненного пропластка с первым

$$D(\text{ПС об}, -) = - [A_{\text{дап}1} \lg(\rho_{\phi}/\rho_{\text{см}1}) - (A_{\text{дап}1} - A_{\text{дап}2}) \lg(\rho_{\text{см}2}/\rho_{\text{см}1}) - A_{\text{дап}2} \lg(\rho_{\phi}/\rho_{\text{см}2})]; \quad (15)$$

в) на контакте $i - 1$ обводненного пропластка с i пропластком

$$D(\text{УС об}(i-i)-i) = - [\Delta_{\text{п}}(\text{/-}) \lg(\rho_{\phi}/\rho_{\text{см}i-1}) - (A_{\text{дап}i-1} - A_{\text{дап}i}) \lg(\rho_{\text{см}i}/\rho_{\text{см}i-1}) - \Delta_{\text{п}i} \lg(\rho_{\phi}/\rho_{\text{см}i})]; \quad (16)$$

г) на контакте i -го обводненного пропластка с нижележащими вмещающими глинами

$$D(\text{ПС об}/\text{- гл}) = - [A_{\text{дап}i} \lg(\rho_{\phi}/\rho_{\text{см}i}) - (A_{\text{дап}i} - A_{\text{да гл}}) \cdot x \lg(\rho_{\text{см}i}/\rho_{\text{в}}) - A_{\text{да гл}} \lg(\rho_{\phi}/\rho_{\text{в}})]; \quad (17)$$

При рассмотрении же обводненных пропластков снизу вверх разности потенциалов ПС их относительно нижележащих пропластков будут описываться соответственно следующими формулами:

$$а) \Delta U_{\text{ПС об}1-\text{гл}} = - [A_{\text{дап}1} \lg(\rho_{\phi}/\rho_{\text{см}1}) - (A_{\text{дап}1} - A_{\text{да гл}}) \lg(\rho_{\text{см}1}/\rho_{\text{в}}) - A_{\text{да гл}} \lg(\rho_{\phi}/\rho_{\text{в}})]; \quad (18)$$

$$б) \Delta U_{\text{ПС об}2-1} = - [A_{\text{дап}2} \lg(\rho_{\phi}/\rho_{\text{см}2}) - (A_{\text{дап}2} - \Delta_{\text{п}}) \lg(\rho_{\text{см}2}/\rho_{\text{см}1}) - \Delta_{\text{п}} \lg(\rho_{\phi}/\rho_{\text{см}1})]; \quad (19)$$

$$в) D(\text{ПС об}/\text{-}(-,-)) = - \Delta_{\text{п}} \cdot \lg(\rho_{\phi}/\rho_{\text{см}}) - \Delta_{\text{п}}(\text{/-}) \cdot \lg(\rho_{\text{см}i}/\rho_{\text{см}i-1}) - \Delta_{\text{п}i} \cdot \lg(\rho_{\phi}/\rho_{\text{см}i}); \quad (20)$$

$$г) D(\text{ПС об} \text{ гл} -) = - I_{\text{да гл}} \lg(\rho_{\phi}/\rho_{\text{в}}) - (A_{\text{да гл}} - A_{\text{дап}i}) \lg(\rho_{\text{см}i}/\rho_{\text{в}}) - A_{\text{дап}i} \lg(\rho_{\phi}/\rho_{\text{см}i}); \quad (21)$$

Во всех этих расчетных формулах знак при $D(\text{ПС об})$ определяется следующим образом: при отклонении интерпретируемой кривой ПС

влево относительно лежащего сверху вмещающего пласта берется отрицательная величина $D(\text{ПС об})$, при отклонении вправо — положительная, поэтому знаки перед $D(\text{ПС об})$ в выражениях (14) — (21) опущены.

Из анализа формул (14) — (21) следует, что в силу указанных выше физико-химических процессов над пластом-коллектором, обводненным нагнетаемыми водами, отличающимися минерализацией и химическим составом от пластовых, существует аномальное поведение кривой потенциалов собственной поляризации по сравнению с кривой ПС против необводнившихся пластов. В случае постоянства диффузионно-адсорбционных активностей вмещающих пород, минерализации пластовых вод и сопротивления промывочной жидкости в исследуемом интервале разреза скважины при обводнении кровельной или подошвенной частей пласта на кривой ПС происходит смещение условных нулевых линий ПС против вышележащих глин относительно нижележащих. При обводнении же пласта по всей мощности наблюдается уменьшение или увеличение амплитуды ПС, степень изменения которой зависит от величин $A_{\text{давм}}$, $A_{\text{дап}}/\rho_{\text{см}}$ и $\rho_{\text{в}}$. В зависимости от соотношения этих же величин при обводнении неоднородного пласта-коллектора нагнетаемыми водами, отличающимися по минерализации от пластовых, какие-либо изменения в поведении кривой ПС могут и не фиксироваться.

§ 5. ВЫЗВАННАЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ АКТИВНОСТЬ

Применение метода вызванных потенциалов горных пород для изучения пластов-коллекторов, обводненных нагнетаемыми прешими водами, основано на зависимости вызванной электрохимической активности пород $A_{\text{в}}$ от минерализации вод $C_{\text{в}}$, насыщающих их поровое пространство (рис. 9). При этом необходимо учитывать влияние свойств коллекторов, которые также определяют величину $A_{\text{в}}$ (пористость, проницаемость, удельную поверхность, глинистость, минеральный состав коллекторов и др.).

Экспериментально установлено, что увеличение параметра $A_{\text{в}}$ с уменьшением минерализации насыщающих вод тем значительнее, чем чище коллектор (меньше глинистого материала) и крупнее размер зерен скелета породы. Поэтому зависимости $A_{\text{в}}$ от минерализации насыщающих вод в песчаных и глинистых породах различны. В чистых песчаниках и алевролитах наблюдается наиболее резкое возрастание $A_{\text{в}}$ с увеличением сопротивления насыщающих вод $\rho_{\text{в}}$.

При обводнении продуктивных пластов пресными водами в них происходит два взаимосвязанных процесса: уменьшение их нефтенасыщенности от первоначальной до остаточной и понижение минерализации поровых вод от пластовой до нагнетаемой. Получена связь $\rho_{\text{см}} = /(*_{\text{нт}}) \cdot$

Экспериментально установлено [1], что вызванная электрохимическая активность нефтенасыщенных коллекторов имеет сложную зависимость от степени их насыщения нефтью (рис. 10). Это объясняется

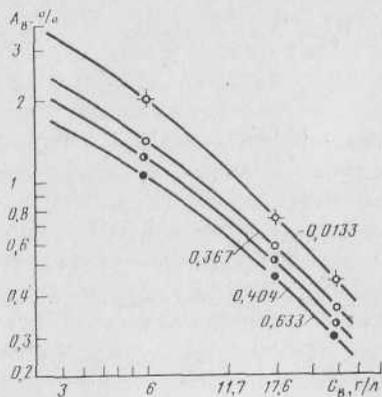


Рис. 9. Зависимости $A_n = f(C_p)$ для пластов BC_{2-5} Усть-Балыкского месторождения. Шифр кривых — коэффициент проницаемости $\kappa_{пр}$, мкм²

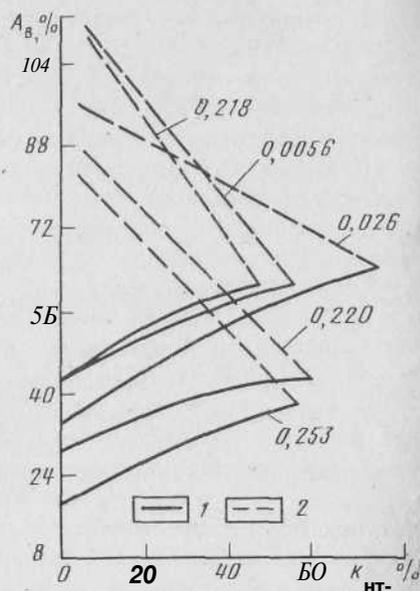


Рис. 10. Зависимости $A_B = f(k_{нт})$ для пласта BB_8 Самотлорского месторождения. 1 — вытеснение пластовой воды нефтью; 2 — вытеснение нефти пресной водой; шифр кривых — коэффициент проницаемости $\kappa_{пр}$, мкм²

тем, что в нефтенасыщенном коллекторе кроме двойного электрического слоя, сформированного на поверхности раздела вода—скелет горной породы (как в водоносном слое), образуется еще дополнительный двойной электрический слой на контакте нефть—вода. Уменьшается объем порового пространства, занимаемый насыщающей водой, что эквивалентно возрастанию удельной поверхности горной породы. Вследствие этого увеличивается вызванная электрохимическая активность нефтенасыщенных коллекторов по сравнению с водоносными.

Рост A отмечается с увеличением текущей нефтенасыщенности $\kappa_{нт}$ образцов горной породы до некоторой критической величины. При дальнейшем повышении $\kappa_{нт}$ вызванная электрохимическая активность породы уменьшается (см. рис. 10), что объясняется перекрытием двойных электрических слоев поверхностей раздела нефть—пластовая вода и пластовая вода—твердая часть породы. При этом одновременно происходит и утончение внешней (диффузной) части двойного электрического слоя при достижении максимальной нефтенасыщенности коллектора. Все это приводит к уменьшению деформации двойных электрических слоев под действием поляризующего тока и, следовательно, к спаду вызванной электрохимической активности.

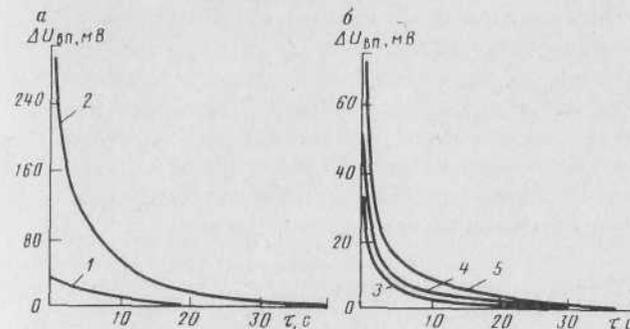


Рис. 11. Зависимости $\Delta U_{вп} = f(\tau)$ при различных минерализациях насыщающих растворов C_{NaCl} (а) и текущих нефтенасыщенностях $\kappa_{нт}$ (б). C_{NaCl} , г/л: 1 - 17, 2 - 3,0; $\kappa_{нт}$, %: 3 - 0, 4 - 35,6, 5 - 47,4

В случае вытеснения нефти из образцов породы пресной водой меняется соотношение объемов нефти и воды и происходит опреснение первоначально минерализованной воды в их поровом пространстве. При этом резко растет вызванная электрохимическая активность с увеличением доли пресной воды в объеме пор (см. рис. 10).

По достижению остаточной нефтенасыщенности образцов значение их вызванной электрохимической активности на 50—200 % больше A_0 образцов с начальным нефтенасыщением и на 150—600 % больше A_0 образцов полностью водонасыщенных минерализованной водой. Наблюдается закономерность роста этих превышений A_0 с увеличением проницаемости коллекторов (см. рис. 10).

Наряду с использованием абсолютной величины вызванной электрохимической активности пород для выделения обводненных продуктивных интервалов могут применяться кривые спада вызванных потенциалов $\Delta U_{вп}$ во времени. Экспериментально установлено различие характера спада кривых $\Delta U_{вп} = f(\tau)$ в зависимости от минерализации насыщающих вод и коэффициента текущей нефтенасыщенности $\kappa_{нт}$. Так, при малой минерализации воды величина $\Delta U_{вп}$ в начальный момент времени на порядок больше значения $\Delta U_{вп}$ при большей минерализации и, кроме того, спад кривой $\Delta U_{вп} = f(\tau)$ при меньшей минерализации воды более крутой и длительный (рис. 11, а). На характер спада кривой потенциалов вызванной поляризации во времени оказывает влияние и нефтенасыщенность коллектора. С повышением его нефтенасыщенности несколько выполаживается кривая спада $\Delta U_{вп} = f(\tau)$ по сравнению с кривой для водонасыщенных образцов горной породы (рис. 11, б). При этом увеличиваются абсолютная величина $\Delta U_{вп}$ и время спада потенциалов вызванной поляризации нефтенасыщенных коллекторов по сравнению с водонасыщенными, что является петрофизической основой определения характера насыщения коллекторов по данным метода ВП.

Изменения вызванной электрохимической активности, установленные в лабораторных условиях для образцов с разной степенью нефтенасыщенности и переменной минерализации насыщающих вод, будут менее значительными в скважинных условиях в связи с влиянием скважины и зоны проникновения фильтра промывочной жидкости и сравнительно малой глубиной метода ВП. Вместе с тем, метод ВП имеет надежные петрофизические предпосылки для изучения продуктивных пластов, обводненных пресными нагнетаемыми водами.

§ 6. ЕСТЕСТВЕННАЯ ГАММА-АКТИВНОСТЬ

При разработке многих месторождений нефти и газа обнаружено существенное повышение показаний гамма-метода против обводненных продуктивных пластов (радиогеохимический эффект). Исследованиями, проведенными А.Ф. Алексеевым, М.Х. Хуснуллиным и другими учеными [23, 24] на Ромашкинском нефтяном месторождении, показано, что этот эффект обусловлен обогащением радием пластовых или качиваемых вод на фронте вытеснения нефти водой.

Объемная гамма-активность горной породы (далее просто "объемная активность") есть сумма активностей ее компонентов. В простейшем случае трехкомпонентной породы (твердая фаза, остаточная вода, нефть или газ с объемными активностями соответственно $a_{\gamma_{ТВ}}$, $a_{\gamma_{В}}$, $a_{\gamma_{Н(Г)}}$) объемная активность породы

$$V = a_{\gamma_{ТВ}} (1 - k_{п}) + k_{п} n K V + K K(г) a_{\gamma_{Н(Г)}}$$

где $k_{п}$, $k_{г}$, ω — соответственно коэффициенты пористости и нефте- (или газо-) насыщенности.

Из табл. 2 видно, что основной вклад активности небитуминозных пород обычно дает твердая фаза. Лишь в породах, обогащенных окисленными битумами или керогеном, активность порозаполнителя может быть намного выше активности твердой фазы. Вкладом активности газа и нефти, а в большинстве случаев также пластовой воды в общую активность горной породы можно пренебречь. Вклад активности воды может быть заметен иногда в зоне водонефтяного контакта, а также в обводненных пластах в процессе разработки месторождения.

Гамма-активность горных пород обусловлена дочерними элементами семейств урана и тория, а также радиоактивным изотопом калия ^{40}K .

Важнейшее значение среди дочерних элементов имеют изотопы радия ^{226}Ra (семейство урана ^{235}U , период полураспада ~ 1600 лет), ^{228}Ra (семейство тория, период полураспада 6,7 года), а также более короткоживущие продукты их распада.

Поскольку по своим химическим свойствам Ra существенно отличается от U и Th, распределение дочерних радиоактивных элементов

Таблица 2. Объемная гамма-активность компонентов горных пород

Компонент	Объемная гамма-активность (радиевый гамма-эквивалент), БК/м
Твердая фаза чистых (неглинистых) известняков и кварцевых песчаников	$(1-4) \cdot 10^4$
Твердая фаза полимиктовых песчаников и глинистых разностей ($f_{с_{г}}$ * 30 %) известняков и кварцевых песчаников	$(0,5 - \text{И}) - \text{Ю}^5$
Нефть	$(0,04 - \text{Н1}) \cdot \text{Ю}^3$
Окисленный битум, кероген	$\text{Ю}^5 - \text{Ю}^7$
Воды поверхностные	$1 - 10^2$
Воды нефтяных месторождений	$10^1 - 10^3$

между компонентами породы может не совпадать с распределением ииТЪ.

Так, в водах нефтяных месторождений концентрация урана мала (до 10^{-6} кг/м³, чаще $n \cdot 10^{-7} - n \cdot 10^{-8}$ кг/м³), концентрация радия может быть значительно выше равновесного количества из-за его выщелачивания из твердой фазы. Высокой способностью выщелачивать уран обладают высокоминерализованные хлористые воды, характерные для многих нефтяных и газовых месторождений, особенно в застоных зонах водонефтяных и газовойдных контактов.

На некоторых нефтяных месторождениях причиной повышения содержания радия в зонах ВНК могут служить пластовые воды, поступившие из нижележащих горизонтов разреза при наличии тектонических нарушений, которые более минерализованы и метаморфизованы, а поэтому более радиоактивны [24]. В этих зонах наблюдаются повышенные концентрации Ва, Вг, J, H₂S, СН₄ и содержание ^{226}Ra может в $10^3 - 10^4$ раз превышать его концентрацию, соответствующую радиоактивному равновесию с ураном. По-видимому, еще большую выщелачивающую способность имеет остаточная вода внутри залежи. Внутри залежи объем воды на единицу объема породы в \sqrt{k} раз ниже, чем в водоносной части пласта, при равных $k_{п}$. Поэтому, выщелачиваемый из пород радий здесь концентрируется в меньшем объеме воды, а его содержание может быть значительно выше (в пределе \sqrt{k} раз), чем в свободной воде ниже контактов.

Некоторое значение иногда, видимо, имеет и переход радия из нефти в связанную и законтурную воду. Коэффициент равновесного распределения радия в системе нефть—вода, т.е. отношение концентраций радия в нефти и в воде ($C_{\text{РаН}}/C_{\text{РаВ}}$) при термодинамическом равновесии, по данным М.Х. Хуснуллиной для Ромашкинского месторождения, составляет $3 \cdot 10^{-4}$ [23]. Поэтому, если содержание радия в нефти превышает 0,03 % от его содержания в воде, то может происходить пе-

реход радия из нефти в воду. Смешивание вытесняющих вод с высокоактивной остаточной водой внутри залежи приводит к образованию относительно высокорadioактивной оторочки воды на фронте вытеснения. Объемная radioактивность пород на фронте вытеснения в этом случае равна

$$V_{n \text{ об}} = V_B (1 - \kappa_n) + \gamma_{\text{нп}} \kappa_n (1 - \kappa_{\text{нп}})$$

где κ — отношение активности воды в оторочке к активности свободной пластовой воды (a_{γ_B}); $\kappa_{\text{нп}}$ — коэффициент остаточного нефтегазо-насыщения. Объемная активность нефтегазоносного пласта до обводнения (гамма-активностью нефти пренебрегаем)

$$a_{\gamma_{\text{нп}}} = a_{\gamma_{\text{ТВ}}} (1 - \kappa_{\text{п}}) + a_{\gamma_{\text{В}}} \kappa'_{\text{п}} (1 - \kappa_{\text{нп}})$$

где κ' — отношение активности связанной воды к активности свободной (законтурной) воды.

Относительное изменение гамма-активности пласта при его обводнении равно

$$\frac{a_{\gamma_{\text{нп об}}} - a_{\gamma_{\text{нп}}}}{a_{\gamma_{\text{нп}}}} = \frac{a_{\gamma_{\text{В}}} \kappa_{\text{п}} [(k - k') + (\kappa_{\text{нп}} \kappa' - \kappa_{\text{нп}} k)]}{a_{\gamma_{\text{ТВ}}} (1 - \kappa_{\text{п}}) + a_{\gamma_{\text{В}}} \kappa'_{\text{п}} (1 - \kappa_{\text{нп}})}$$

Предположив $\kappa \approx \kappa' = 1/\kappa_{\text{В}}$, получим

$$\frac{V_{\text{н об}} - V_{\text{н}}}{a_{\gamma_{\text{нп}}}} = \frac{V_B \kappa_{\text{п}}^* \gamma_{\text{В}} (1 - \kappa_{\text{нп}})}{V_B (1 - \kappa_{\text{п}}) + a_{\gamma_{\text{В}}} \kappa'_{\text{п}} (1 - \kappa_{\text{нп}})}$$

Уменьшение величин $\kappa_{\text{В}}$, $\kappa_{\text{нп}}$ приводит к снижению полученного эффекта до 5–10%.

После прохождения высокоактивной оторочки radioактивность пласта уменьшается и во многих случаях, по-видимому, приближается к активности пласта до начала обводнения.

В то же время повторные замеры гамма-методом (ГМ) в обводнившихся скважинах показывают многократное повышение интенсивности естественно гамма-излучения, при этом высокие показания ГМ сохраняются во времени или лишь на немного уменьшаются.

Исследования М.Х. Хуснуллина [23] показали, что радиогеохимический эффект в основном объясняется осаждением radioактивных веществ на поверхностях цементного камня, электропогружных насосов, обсадных колонн и насосно-компрессорных трубок (частично возможна сорбция в прискважинной зоне пласта при прохождении активной оторочки).

Основной концентратор бария и радия — цементное кольцо, однако часть ионов Ba^{2+} и Ra^{2+} и часть радиобарита (или радиокальцита) может осадаться и в прискважинной зоне пласта. Таким образом, выпадение

радиобарита и радиоактивного кальцита на поверхности цементного камня против обводняющихся продуктивных пластов является дополнительным фактором увеличения регистрируемой естественной radioактивности и имеет важное значение для определения интервалов обводнения нефтеносных пластов.

Когда вода высокоактивной оторочки поступает в ствол скважины, ионы Ba^{2+} , Ra^{2+} и микрочастицы радиобарита (или радиокальцита) сорбируются на обсадной колонне, подземном оборудовании, возникают ложные аномалии radioактивности и против необводненных интервалов, что затрудняет интерпретацию данных ГМ.

Описанный механизм возникновения радиогеохимических аномалий, по-видимому, наиболее распространен, а на нефтяных месторождениях, возможно, единственен. На некоторых газоконденсатных месторождениях предполагают также наличие других механизмов образования радиогеохимических эффектов [24].

Так, на Оренбургском газоконденсатном месторождении наблюдаются "плавающие" аномалии ГМ на газожидкостном разделе (ГЖР) в скважине, положение которых меняется при изменении режимов работы скважины синхронно с изменением ГЖР. Вероятно, эти аномалии обусловлены слоем газового конденсата, плавающего на поверхности воды в стволе скважины.

Повышение radioактивности конденсата связывают с его выпадением в пласте при понижении давления и растворением в нем высокоradioактивных битумов, присутствующих в разрезах ряда газоконденсатных месторождений. Подобные аномалии не всегда связаны с обводнением пластов и могут возникать в необсаженных скважинах. Многие в этом механизме возникновения аномалий ГМ еще неясно и он нуждается в более детальном изучении.

Следует подчеркнуть, что при любом механизме возникновения радиогеохимический эффект зависит от большого числа факторов и наблюдается лишь на части месторождений и не во всех скважинах одного и того же месторождения. Поэтому, чтобы эффективно применять ГМ для контроля разработки необходимо проводить дополнительные исследования в каждом нефтегазоносном районе, а иногда и на отдельных своеобразных месторождениях для уточнения условий и механизма возникновения радиогеохимического эффекта, его связи с обводнением и другими процессами, уточнения круга задач, которые могут быть решены с его использованием.

§ 7. НЕЙТРОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Показания большинства нейтронных методов сложным образом зависят от минерального состава горных пород и дифференциальных сечений взаимодействия с ядрами отдельных элементов при различной энергии нейтронов.

Обычно с достаточной для практики точностью влияние горных пород на показания нейтронных методов описывается такими интегральными характеристиками, как длина замедления L^{\wedge} , длина диффузии тепловых нейтронов $L_{\text{д}}$, длина переноса гамма-квантов радиационного захвата нейтронов L_{γ} , время жизни тепловых нейтронов t_n и ука-занных выше гамма-квантов t_{γ} , выход $v_{n\gamma}$ гамма-квантов на один поглощенный тепловой нейтрон (излучающая способность).

Для метода плотности тепловых нейтронов (ННМ-Т) и нейтронного гамма-метода (НГМ) важнейшее значение имеют соответственно длина миграции нейтронов $L_n = \lambda/B^2 + B^2 u$ общая длина переноса нейтронов и гамма-квантов радиационного захвата $L_{n\gamma} = \lambda/L_3 + L_{\text{д}} + 1 + L_{\gamma}$

Для этих методов характеристики L_n и $L_{n\gamma}$ выполняют ту же роль, что и длина замедления L_3 для метода плотности надтешювых нейтронов (ННМ-НТ): они характеризуют скорость убывания показаний методов с ростом длины зонда /. Чем выше L_3 , L_n и $L_{n\gamma}$, тем медленнее уменьшаются показания соответствующего метода (ННМ-НТ, ННМ-Т, НГМ) с ростом /.

Другие характеристики горных пород ($f_n, m_{\gamma}, v_{n\gamma}$) обычно меньше влияют на показания стационарных нейтронных методов (СНМ), но иногда они тоже важны, особенно при контроле разработки нефтяных месторождений с высокоминерализованными пластовыми водами. Кроме того, m_n — важнейший параметр, определяющий показания импульсных нейтронных методов (ИННМ, ИНГМ). Его роль при этом аналогична роли параметров L при СНМ: чем выше t_n , тем медленнее убывают показания ИННМ при увеличении времени задержки t_3 и тем выше его показания при больших t_3 (более 0,5 мс).

Значения L , определяющие показания СНМ, в основном зависят от концентраций водорода в породе, численно выражаемой величиной водородного индекса $W_{\text{п}}$ или его эффективным водородосодержанием $W_{\text{эф}}$. Водородный индекс — отношение концентрации водорода в данной среде к его концентрации в пресной воде при нормальных условиях. Эффективное водородосодержание или эффективное водосодержание характеризует суммарное влияние водородосодержания и других факторов (плотность горной породы, состав твердой фазы и др.) на показания СНМ. Их значения количественно совпадают и несколько зависят от модификации метода и аппаратуры, диаметра и конструкции скважины.

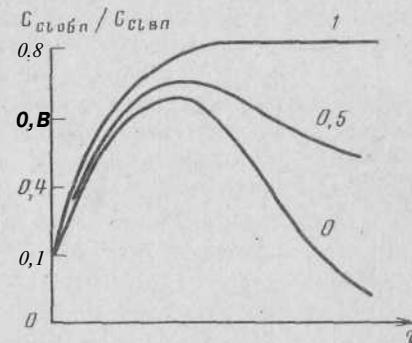
Связь между $w_{\text{п}}$ и $w_{\text{эф}}$ представим в форме

$$w_{\text{эф}} = w_{\text{п}} + \sum_i \Delta w_i$$

где Δw_i — поправки за влияние отдельных факторов (плотность, основной состав твердой фазы, хлоросодержание, температура).

Рис. 12. Кривые относительного изменения хлоросодержания обводняющихся продуктивных пластов ($C_{\text{Cl} \text{ обп}} / C_{\text{Cl} \text{ вп}}$ 'C\ вп')

Начальный коэффициент водонасыщенности равен 20 %, конечный — 80 %, T — время, прошедшее с начала обводнения. Шифр кривых — CQ зв/°C1в



В коллекторах нефти и газа на значения γ_n и $v_{n\gamma}$ так же, как и на L , в значительной степени влияет водородосодержание пород, но на них более сильно чем на L влияет состав пород, особенно элементов с высоким сечением поглощения нейтронов (Cl, B и др.).

Учитывая, что важнейшие нейтронные характеристики, определяющие показания нейтронных методов (L, t_n), зависят в основном от водородного индекса и хлоросодержания породы, рассмотрим изменение концентраций водорода и хлора в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений. Более прост и существенен для нефтяных и газовых месторождений характер изменения хлоросодержания породы. В большинстве коллекторов хлор содержится в основном в пластовой воде и его концентрация в породе

$$C_{\text{Cl}} = C_{\text{Cl в}} k_{\text{п}} k_{\text{в}}$$

Так как изменения $k_{\text{п}}$ при разработке пластов-коллекторов малы, концентрация хлора в породе определяется изменениями k^{\wedge} и хлоросодержанием пластовой воды $C_{\text{Cl в}}$. При вытеснении нефти и газа пластовой водой величина $C_{\text{Cl в}}$ практически постоянна или слабо уменьшается из-за более низкой минерализации свободной пластовой воды по сравнению с остаточной. Соответственно C_{Cl} растет пропорционально изменению k^{\wedge} .

Когда нефть вытесняется смесью ^хшенной пластовой и пресной закачиваемой воды, хлоросодержание пласта меняется по более сложному закону, аналогичному закономерностям изменения удельной электрической проводимости пласта (см. § 2).

Хлоросодержание пласта обычно сначала растет почти пропорционально изменению k^{\wedge} (пласт обводняется соленой оторочкой), затем при поступлении более пресной воды начинает уменьшаться, стремясь к величине $C_{\text{Cl обп}} = C_{\text{Cl зв}} k_{\text{п}} k_{\text{в}}$, где $C_{\text{Cl зв}}$ — хлоросодержание закачиваемой воды (рис. 12).

Водородосодержание большинства нефтей примерно такое же, как и пластовых вод ($w_{\text{н}} = 0,9 - 1,0$). Поэтому обводнение залежи обычно

Таблица 3. Водородный индекс нефтей при относительной плотности газа 1,0 и при $p > p_{нас}$ (по В.П. Карцевой, Р.А. Резванову)

Плотность сырой нефти, г/см ³	Температура, °С	Давление насыщения, МПа	Водородный индекс	Плотность сырой нефти, г/см ³	Температура, °С	Давление насыщения, МПа	Водородный индекс
0,84	18	0	1,08	0,74	18	0	0,95
0,84	18	20	0,96	0,74	18	20	0,77
0,84	18	40	0,94	0,74	18	40	0,80
0,84	130	0	0,99	0,74	130	0	0,83
0,84	130	40	0,85	0,74	130	40	0,65

не изменяет заметно водородный индекс пласта, параметры $L_3, L_n, L_{и7}$ и показания СМ.

Значения w_H отличаются от единицы для легких нефтей с высоким газовым фактором (высоким давлением насыщения $P_{нас}$), особенно при температурах более 100 °С (табл. 3).

Так, при плотности сырой нефти 0,74 г/см³ и $P_{нас} = 20 - 40$ МПа $w_H = 0,77 - 0,80$ для 18 °С и примерно 0,65 для 130 °С.

Такие относительно низкие значения w_H позволяют надежно различать нефтеносные, водоносные или обводненные пласты по данным СМ при $A_n > 8 - 10\%$.

При разработке нефтяных месторождений иногда встречается уменьшение водородного индекса пласта, связанное с уменьшением пластового давления ниже давления насыщения нефти газом, когда часть газа, растворенного в нефти, выделяется в свободную фазу и насыщение пласта становится трехфазным: остаточная вода, нефть и газ. Поскольку для расчетов можно принять $w_H = w_B \approx 1$, то водородный индекс такого пласта

$$w_H(p < p_{нас}) = \kappa_{гг} (\kappa_{гг} w_{гг} + \kappa_{гн} w_{гн} + \kappa_{гв} w_{гв}) \approx \kappa_{гг} [1 - \kappa_{гг} (1 - w_{гг})],$$

а его отношение к водородному индексу пласта при $p > p_{нас}$

$$a_w = \frac{w_H(p < p_{нас})}{w_H(p > p_{нас})} \approx 1 - \kappa_{гг} (1 - w_{гг}),$$

где $\kappa_{гг}$ — объемная доля свободного газа в порах пласта (коэффициент газонасыщенности); $w_{гг}$ — водородный индекс свободного газа в пластовых условиях.

По данным анализа разработки месторождений типичные значения $\kappa_{гг}$ в прискважинной зоне пластов, дренируемых в данной скважине, составляют 0,3 — 0,4; водородный индекс свободного газа приблизительно пропорционален давлению в пласте и коэффициент пропорциональ-

ности a чаще всего составляет 0,018-0,025 МПа⁻¹ (для метана, этана и пропана a равно 0,016; 0,025 и 0,032 соответственно). Отсюда видно, например, что при $p = 10 - 30$ МПа $i_{гг} = 0,18 - 0,75$; $a_w = 0,7 - 0,9$.

Указанное отличие $i_{гг}$ пласта с разгазированной нефтью от водоносных и большинства обводненных пластов вполне достаточно для разделения этих пластов по данным повторных замеров СМ, ИНМ.

Наибольшие изменения (рост) $i_{гг}$ при разработке (обводнении) продуктивных пластов наблюдаются на газовых месторождениях с низкими пластовыми давлениями.

Водородный индекс газоносного пласта $i_{гг}$ описывается в первом приближении формулой $w_{гг} = \kappa_{гг} [1 - \kappa_{гг}(1 - i_{гг})]$. В наиболее распространенном случае для преимущественно метановых газов $w_{гг} \approx 0,017 p_{пл} = dp_{пл}$, где $p_{пл}$ — пластовое давление, МПа.

Относительное изменение $i_{гг}$ при обводнении газоносного пласта определяется следующим соотношением:

$$\frac{w_{гг об}}{w_{гг}} \approx \frac{1 - \kappa_{гг}(1 - ap_{пл})}{1 - \kappa_{гг}(1 - ap_{пл})}$$

Легко рассчитать, например, что если $p_{пл} = 20$ МПа, $\kappa_{гг} = 0,8$, $\kappa_{гг} = 0,2$, $a = 0,016$, то $w_{гг об} / w_{гг} \sim 1,9$. Аналогично изменяется $w_{гг}$ при вытеснении газа нефтью, что иногда встречается при разработке газонефтяных месторождений (нефтяные залежи с газовой шапкой и газы с нефтяной оторочкой).

До сих пор считалось, что твердая фаза коллекторов не содержит связанной воды. Тогда в общем случае

$$w_{гг} \approx \kappa_{гг} w_{гг} + \kappa_{гн} [1 - \kappa_{гг}(1 - w_{гг})],$$

где $\kappa_{гг}$ — объемная глинистость коллектора, $w_{гг}$ — объемное содержание химически связанной воды в глинистой фракции. Соответственно относительные изменения $w_{гг об}$ при обводнении тем меньше, чем выше $\kappa_{гг} w_{гг}$.

На результаты нейтронных методов оказывает влияние и меняющаяся при разработке месторождений плотность коллектора. Однако заметно этот параметр меняется лишь при вытеснении газа жидкостью или жидкости газом. Изменение плотности коллектора при этом равно

$$\Delta \delta = \Delta \kappa_{гг} \kappa_{гг} (\delta_{гг} - \delta_{в(н)}),$$

где $\Delta \kappa_{гг}$ — изменение коэффициента газонасыщенности; $\delta_{гг}, \delta_{в(н)}$ — плотность газа и вытесняющей (вытесняемой) жидкости (воды или нефти).

В типичных случаях ($\kappa_{гг} = 0,2$; $\kappa_{гг} = 0,6$) значение $\Delta \delta$ даже при $\delta_{гг} \approx 0$ (низкие пластовые давления), составляет всего 0,12 г/см³. Влияние этого фактора на показания СМ заметно, но в общем не велико.

Проанализируем изменения собственно нейтронных характеристик продуктивных коллекторов в процессе их обводнения.

Длина замедления нейтронов L^{\wedge} — основная характеристика, определяющая показания всех стационарных нейтронных методов, существенно изменяется лишь при вытеснении газа жидкостью или жидкости газом, в основном, из-за изменения водородосодержания пород и в меньшей степени — из-за изменения их плотности. При вытеснении газа жидкостью величина B_2 и показания ННМ-НТ уменьшаются.

Длина диффузии тепловых нейтронов L_d при разработке месторождений чаще всего уменьшается из-за роста водородосодержания пород (обводнение газоносного пласта) и увеличения хлоросодержания (обводнение нефтеносных и газоносных пластов минерализованной водой).

Длина переноса гамма-квантов L_γ меняется слабо, примерно обратно пропорционально плотности пород.

Длина миграции нейтронов L_n и суммарная длина переноса нейтронов и гамма-излучения радиационного захвата $L_{n\gamma}$ при разработке месторождений уменьшаются, как и L_3 , т.е. уменьшаются показания ННМ-Т и НГМ при вытеснении газа жидкостью. Некоторое уменьшение L_n и L_3 происходит и за счет роста хлоросодержания пластов в случае их обводнения минерализованной пластовой водой. Однако эффекта недостаточно, чтобы показания ННМ-Т и НГМ заметно изменялись при обводнении нефтяных пластов.

Декремент затухания плотности тепловых нейтронов горных пород X_n^* — величина, обратная среднему времени их жизни m_n , определяется выражением:

$$\lambda_n = \lambda_{n\text{ск}} (1 - k_{\text{п}} - k_{\text{гл}}) + \lambda_{\text{лгл}} k_{\text{гл}} + k_{\text{п}} (X_{\text{лв}} + X_{\text{лн}} + X_{\text{лг}}) + \lambda_{\text{нг}} k_{\text{г}}$$

где $\lambda_{\text{ск}}$ — $\lambda_{\text{гл}}$ — $\lambda_{\text{лгл}}$ — $\lambda_{\text{лг}}$ — $\lambda_{\text{нг}}$ — декременты затухания плотности тепловых нейтронов скелета, глинистой фракции воды, нефти и газа соответственно. Обычно

$$X_{\text{нг}} < X_{\text{лв}} > X_{\text{лн}} > X_{\text{лг}} > X_{\text{лск}}$$

Поглощение тепловых нейтронов в пресной воде, нефти и природном газе практически полностью обусловлено их водородосодержанием, соответственно декременты затухания X_{n_i} (в мс⁻¹) связаны с водородным индексом w_i соотношением: $X_{n_i} = 4,87 w_i$.

В соленой воде основным поглотителем нейтронов является хлор, поэтому

Декремент затухания плотности тепловых нейтронов горных пород $X_n = \text{Iff}$ — правильнее называть нейтронопоглощающей активностью, совпадающей по смыслу с макроскопическим сечением захвата $2_{\text{с}}$. Однако авторы сочли целесообразным использовать термин "декремент затуханий", укоренившийся в практике.

$$X_{\text{лв}} = 4,87 + 0,48 \cdot 10^{-3} C_{\text{Cl}} + 4,87 + 0,77 \cdot 10^{-3} C_{\text{NaCl}}$$

где C_{Cl} , C_{NaCl} — минерализация воды по хлору и хлористому натрию, г/л.

Приведенные формулы позволяют рассчитать значение X_n для пластов, в том числе обводненных, когда известны текущие значения $k_{\text{п}}$, $k_{\text{г}}$, средняя минерализация воды в порах пласта, молекулярный состав и давление газа.

Снижение пластового давления уменьшает декремент затухания $X_{n\text{г}}$ и соответственно $X_{n\text{гл}}$, а также $X_{n\text{нг}}$ при давлении ниже давления насыщения. Обводнение газового пласта любой по минерализации водой, а нефтяного пласта минерализованной водой увеличивает X_n .

Декремент затухания тепловых нейтронов обводняющихся продуктивных пластов $X_{n\text{п}}^{\text{об}}$ изменяется во времени по сложному закону и в большей степени определяется минерализацией и химическим составом вытесняющей воды, а именно, содержанием хлора.

Вытеснение нефти закачиваемой водой сопровождается сложным процессом изменения хлоросодержания пласта. В начальный момент, когда еще нефть в пласте неподвижна, хлоросодержание пласта мало и определяется только минерализацией и количеством остаточной воды продуктивных коллекторов. В период однофазного движения нефти происходит увеличение хлоросодержания пласта за счет солевого обмена между движущейся нефтью и неподвижной остаточной водой. При дальнейшем уменьшении нефтенасыщенности за счет опережающей капиллярной пропитки пластовой водой хлоросодержание пласта увеличивается и может превышать его содержание в подстилающей водоносной части пласта. В это время по пласту проходит минерализованная оторочка пластовой воды шириной 200—300 м.

После этого происходит начальное обводнение получаемой нефти закачиваемой водой, и хлоросодержание пласта уменьшается. Начиная с этого этапа обводнения пласта, его хлоросодержание зависит в основном от минерализации закачиваемой воды. Если минерализации закачиваемой и остаточной вод равны, то хлоросодержание пласта стабилизируется. При нарушении равенства минерализации этих вод хлоросодержание пласта изменяется в сторону хлоросодержания закачиваемой воды.

На последней стадии обводнения нефтеносных пластов, нефтенасыщенность которых стремится к остаточной, хлоросодержание их полностью определяется минерализацией закачиваемых вод, которая, как правило, ниже минерализации пластовых вод.

Объемное хлоросодержание первоначально нефтенасыщенного пласта определяется содержанием хлора в связанной воде, занимающей незначительную часть порового пространства, а водоносного пласта — содержанием хлора в пластовой воде всего порового пространства коллектора. Поэтому в начальный момент разработки месторождения хло-

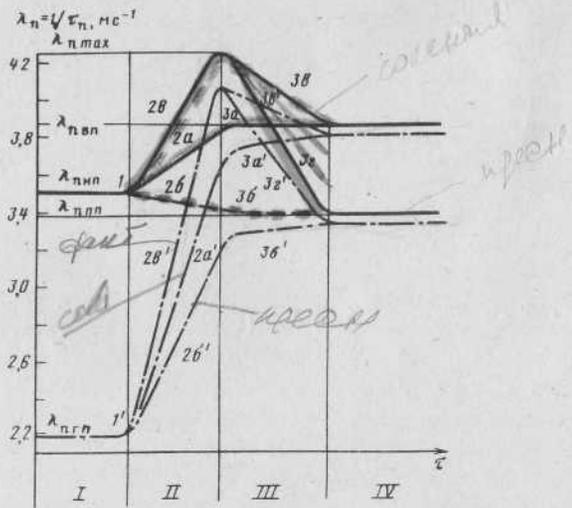


Рис. 13. Схема изменения декремента затухания тепловых нейтронов в процессе вытеснения нефти водой (сплошные линии) и газа водой (штрихпунктирные линии).

Интервалы: / — не вырабатывается, // — вырабатывается, III — обводнен, IV — промыт; $\lambda_{nнн}$, $\lambda_{nпн}$, $\lambda_{nгн}$ — декремента затухания тепловых нейтронов в пластах нефтеносном, газоносном, водоносном и промытом пресной водой

росодержание нефтеносной части пласта меньше, чем водоносной. В дальнейшем соотношение хлоросодержания этик частей пласта в большей степени определяется минерализацией закачиваемой воды и стадией обводнения продуктивных пластов.

Согласно последовательности изменения хлоросодержания продуктивных коллекторов в процессе их обводнения пластовыми и нагнетаемыми водами прямо пропорционально меняется в них декремент затухания тепловых нейтронов.

Рассмотрим динамику изменения декремента затухания тепловых нейтронов нефтеносного пласта в зависимости от типа вытеснения нефти водой различной минерализации нагнетаемых вод и с учетом последовательности изменения его хлоросодержания (рис. 13).

При вытеснении нефти водой, по минерализации близкой к пластовой, декремент затухания тепловых нейтронов изменяется от $5L_{nнн}$ нефтеносного пласта до $X_{nпн}$ водоносного пласта. На рис. 13 такой тип обводнения соответствует участкам I—2a—3a между двумя участками с постоянными значениями $X_{nнн}$ и $X_{nпн}$.

При нагнетании пресной воды идеализированная кривая изменения X должна соответствовать участкам I—2b—3b между двумя постоянными значениями $X_{nнн}$ нефтеносного пласта и $X_{nпн}$ пласта, промытого пресной водой. На практике, однако, таких кривых не наблюдается.

Это связано с тем, что на фронте вытеснения образуется оторочка (вал) осолоненной воды различной протяженности из-за диффузионного обмена между нагнетаемой и связанной водами при опережающей капиллярной пронижке, а также экстракции солей из нефти. Наличие осолоненного вала на фронте вытеснения с минерализацией воды большей, чем минерализация пластовой, приводит к тому, что кривая изменения X становится знакопеременной. Так, при вытеснении нефти водой с минерализацией, близкой к пластовой, кривая будет соответствовать участкам I—2e—3e, т.е. имеет максимум, соответствующий прохождению осолоненного фронта, а затем стремится к значениям $X_{nпн}$.

При вытеснении нефти пресной водой кривая X будет соответствовать участкам I—2e—3e, т.е. характеризоваться тем же максимумом, но затем стремится к $X_{nпн}$. При закачке вод с промежуточными значениями минерализации кривая $X_{nпн}$ на третьем участке будет располагаться между ветвями 3e и 3e.

Таким образом, динамика изменения декремента затухания тепловых нейтронов нефтяного пласта в процессе его разработки определяет степень его обводнения. При вытеснении нефти сильно минерализованной водой, зная коэффициент пористости пласта, по $X_{nпн}$ можно определить значение его текущей нефтенасыщенности. Эти изменения надежно контролируются по данным импульсных нейтронных методов. При высокой пористости ($\kappa_{пн} > 15-20\%$) и минерализации вод ($C = 250-150$ г/л) изменения $X_{nпн}$ могут контролироваться и по данным ННМ-Т, правда эффекты при этом малы (уменьшение показаний ННМ-Т на 10-20% при $\kappa_{пн} = 20\%$ и $C_{пн} = 200$ г/л).

Примерно такие же изменения показаний, но обратного знака, наблюдаются и при НГМ. Однако эти эффекты на диаграммах НГМ обусловлены не изменением $X_{nпн}$ (они сами по себе не влияют на показания НГМ), а одновременным ростом излучающей способности пласта ($y_n \sim \gamma$) при обводнении нефтеносного пласта соленой водой.

По такому же сложному закону изменяется и декремент затухания тепловых нейтронов обводняющегося газоносного пласта $X_{nгн}$ (см. рис. 13). При обводнении газоносного пласта так же, как и при обводнении нефтеносного пласта, сохраняется динамика изменения его хлоросодержания. Кроме этого, на величину $X_{nгн}$ прямо пропорционально влияет возрастание водородосодержания в процессе обводнения пласта. Остаточное газонасыщение пласта влияет на $X_{nгн}$ более существенно, чем остаточное нефтенасыщение на $X_{nпн}$, и поэтому $X_{nгн} < X_{nпн}$.

Необходимо заметить, что изменение X на участках 2a, 2b' и 2e более значимо, чем для нефтеносных пластов. Это изменение в основном обязано резкому возрастанию водородного индекса обводняющегося газоносного пласта.

Излучающая способность ν повышена у хлора ($\nu = 2,3$) и низка у водорода ($\nu = 1$).

Значение $v_{нт}$, для пласта можно вычислить по формуле

$$v_{итп} = \lambda_{яп}^{-1} \nu_{я7ТВ} \lambda_{яТВ} (1 - \hat{KAS}^{\nu} + X_{пч} \nu_{пун} \kappa_{ц} + \nu_{пч} \hat{\nu}_{пч} \kappa_{п})$$

где $X_{яп} = X_{итв} (1 - \kappa) + \kappa (X_{пч} \kappa_{п} + X_{пч} \kappa_{п} + X_{пч} \kappa_{п})$.

С увеличением минерализации вод резко растет $X_{пч}$ и одновременно $\nu_{пч}$ (от 1 при $C_{пч} = 0$ до 2,2 при $C^{\wedge} = 250-300$ г/л), соответственно значение $\nu_{пч}$ для обводнившегося нефтеносного пласта при высоких $\kappa_{пч}$ и $\kappa_{пч}$ превышает на несколько десятков процентов $\nu_{пч}$ до его обводнения. Это обеспечивает рост показаний НГМ при обводнении нефтеносных пластов соленой водой. При обводнении газоносных пластов этот эффект перекрывается значительно более сильным уменьшением показаний НГМ вследствие увеличения водородосодержания пласта.

Отложения хлористых солей на поверхности цементного камня против обводняющейся части продуктивного пласта дополнительно усиливают эффекты нейтронных методов (НГМ, ННМ-Т) исследования скважин для контроля за обводнением пласта. Существенную информацию об обводнении продуктивных пластов несет процесс расформирования зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости. Наиболее полное и быстрое расформирование зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости происходит в обводненных коллекторах по сравнению с нефтеносными. В обводненных коллекторах расформированию зоны проникновения не препятствуют силы поверхностного натяжения. В нефтеносных коллекторах при прочих равных условиях расформирование зоны проникновения происходит медленнее за счет поверхностного натяжения. Кроме того, при расформировании зоны проникновения в нефтенасыщенных коллекторах 20—30 % объема пор остается насыщенным фильтратом промывочной жидкости.

Таким образом, если нейтронные характеристики фильтрата промывочной жидкости и пластового флюида резко различаются, то изучение динамики расформирования зоны проникновения с помощью нейтронных методов (ИННМ, НГМ, ННМ-Т) позволяет выделять обводненные интервалы продуктивных пластов.

Обычно фильтраты промывочных жидкостей мало отличаются по нейтронным характеристикам от нефтей (малое хлоросодержание). В этом случае необходимо формировать зону проникновения промывочной жидкостью с аномальными нейтронными свойствами, т.е. в промывочную жидкость добавлять элементы с большими сечениями захвата тепловых нейтронов и хорошо растворимыми в фильтрате промывочной жидкости (соединения хлора, бора, кадмия и др.). Наиболее перспективными добавками в промывочную жидкость являются соединения

бора, который имеет аномальное сечение захвата тепловых нейтронов, равное $33,9 \cdot 10^{-22}$ см². В этом случае контроль за образованием и расформированием зоны проникновения осуществляют нейтронными методами, начиная измерения в открытом стволе и продолжая после цементирования обсадной колонны (временные замеры ИННМ или НГМ, или ННМ-Т).

§ 8. АКУСТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Разными исследователями рассматривались возможности контроля эксплуатации месторождений по изменениям скоростей и коэффициентов ослабления поперечных и продольных волн в разрабатываемых пластах. В последние годы изучаются также вопросы использования "естественных" шумов, возникающих при движении жидкости и газа по пласту или в заколонном пространстве (так называемая шумометрия).

Скорости и коэффициент ослабления (затухания) упругих волн при разработке залежей зависят от текущей нефтегазонасыщенности пород, и частично определяются изменением их напряженного состояния при снижении или (в нагнетательных скважинах) повышении пластового давления. Наибольший интерес представляет зависимость акустических характеристик от типа флюидов, насыщающих породы.

Для описания зависимости скоростей продольных v_p и поперечных v_s волн от характера насыщения горных пород предложен ряд приближенных формул.

Для однородных идеально упругих сред

$$v_p = (\beta\delta)^{-1/2}, v_s = \sqrt{\mu/\delta},$$

где β — адиабатический коэффициент сжимаемости среды (породы); μ — модуль сдвига; δ — плотность среды (породы).

При деформации сдвига сопротивление сдвигу оказывает практически лишь твердый скелет породы, т.е. μ не зависит от типа насыщающего флюида. Поэтому здесь $\mu \sim S^{x_n}$, соответственно для водо-, нефте-, газонасыщенных пород выполняется соотношение $i_{гв} < u_{гн} < \hat{s}_r$.

При этом влияние типа насыщающего флюида на μ не превышает 10 % даже в породах с очень высокой пористостью. Такие малые изменения скорости трудно использовать для разделения пород разного насыщения, значит и для контроля процессов вытеснения нефти и газа из пластов.

В.М. Добрынин, предполагая, что модуль сжатия породы равен сумме модулей сжатия ее скелета (β^{\wedge}) и заполнителя пор ($\beta_{пч}^{\wedge}$), рассчитал зависимость v_p водоносных и газоносных песчаников от эффективного давления на скелет $p_{эф} = p_m - p_{пч}$, где p_m и $p_{пч}$ — соответственно горное и пластовое давления.

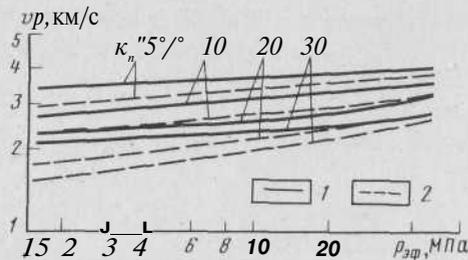


Рис. 14. Зависимость скорости продольных волн песчаников V_p от эффективного давления $p_{эф}$ на скелет породы (по В.М. Добрынину). Насыщение: 1 — вода, 2 — газ

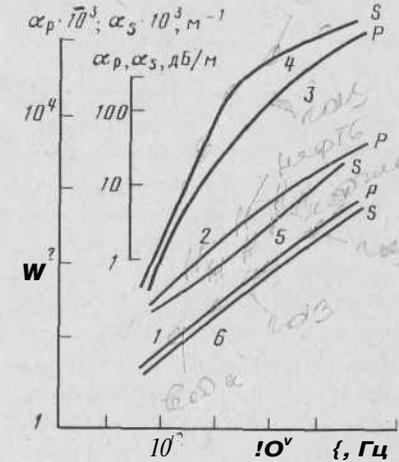
Оказалось (рис. 14), что влияние газонасыщенности на v_p значительно лишь при низких $p_{эф}$. При $p_{эф} > 20$ МПа (а для крепкосцементированных пород практически независимо от $p_{эф}$) различие v_p и $v_{pг}$ менее 10 % ($v_{пв} > \epsilon_{пв}$). Лишь в рыхлых породах при очень малых $p_{эф}$ ($p_{эф} < 10-15$ МПа), различия $v_{пв}$ и $v_{пг}$ могут быть использованы для контроля процессов вытеснения воды газом или газа водой. Скорости волн в нефтеносном пласте имеют промежуточные значения между $v_{пв}$ и $v_{пг}$, поэтому контроль по этому параметру вытеснения нефти газом и особенно водой еще более затруднен.

Затухание упругих волн a в горных породах обусловлено потерями на вязкостное трение (из-за неидеальной упругости среды), а для продольных волн также необратимыми термическими потерями энергии из-за теплообмена между сжатыми и растянутыми участками среды. В многофазных средах кроме указанных процессов между фазами сжатия и растяжения в пределах длины волны наблюдаются аналогичные процессы между заполнителем пор и твердой фазой (стенками пор). Они возникают из-за различий плотности, вязкости и сжимаемости твердой фазы и соответствующих характеристик заполнителей пор. При этом термические потери энергии часто намного больше поглощения вязкостного трения. Различное соотношение влияния двух типов эффектов (термических потерь и вязкостно-инерциальных потерь) на энергию упругих волн в породах с неодинаковым типом флюида создает значительную разницу в коэффициентах затухания волн в этих породах, причем при смене типа насыщающего флюида значения коэффициентов затухания продольных a_p и поперечных волн a_s меняются в противоположных направлениях (в области при частоте $f < n \cdot 10^4$ Гц):

$$^a S B n > ^a S H n > ^a S r n > ^a P B n < ^a P H n < ^a P r n$$

Различия коэффициентов затухания в пластах с разным типом флюида увеличиваются с ростом частоты f и могут достигать 300—400 % (для пластов с пористостью 20 %) независимо от минерализации воды

Рис. 15. Зависимость коэффициента поглощения α продольных α_p и поперечных α_s волн в песках различного насыщения от частоты колебаний (по Б.Н. Иванкину, Е.В. Карусу, О.Л. Кузнецову). Насыщение песков: 1 и 4 — вода, 2 и 5 — нефть, 3 и 6 — газ; 1—3 — эксперимент, 4—6 — расчет



(рис. 15). С уменьшением $\kappa_{пв}$, $\kappa_{пг}$, $\kappa_{пг}$, а также степени сцементированности пород различия между $a_{пв}$, $a_{пг}$, $a_{пг}$ ($= P_s S$) уменьшаются и обнаружить их на фоне сильного влияния колебаний $\kappa_{пв}$, $\kappa_{пг}$, трещиноватости и других причин трудно. Однако изменение знаков a_p и a_s при смене насыщения пласта создает предпосылки для определения характера насыщения коллекторов [13].

Для контроля текущего соотношения водо-, нефте-, газонасыщенности, особенно при вытеснении газа водой или воды газом, можно использовать также акустическое частотное зондирование, т.е. величину α / ω (см. рис. 15). Другая сложность, возникающая при использовании акустического метода (АМ) по затуханию в обсаженных скважинах для контроля процессов вытеснения пластовых флюидов при разработке месторождений, — существенная зависимость результатов АМ от состояния цементного камня и его связи (сцепления) с обсадной колонной и горными породами. Однозначное заключение о смене насыщающего флюида получают только при надежном сцеплении колонны и породы с цементным камнем.

Уменьшения влияния скважины на показания АМ достигают при использовании упругих колебаний пониженной частоты (низкочастотный или широкополосный акустический метод). Однако и при этом в интервалах с плохим сцеплением колонны и породы с цементом информативность метода остается более низкой.

Шумометрия основана на изучении распределения по глубине скважины интенсивности "естественных" механических колебаний сред, сопровождающих различные технологические процессы, в том числе движения жидкости и газа по пласту, заколонному пространству и т.д. Она позволяет [7]: 1) выделять место притоков газа и жидкости в скважину и оценивать дебиты каждого работающего интервала; 2) опреде-

пять характер притока (однофазный или двухфазный); 3) проводить диагностику состояния ствола скважины (цементного камня, обсадной колонны).

Источником шума при движении газа или жидкости является турбулентность их потоков. Область с наиболее развитой турбулентностью потоков — это обычно место сообщения скважины с пластом. В структуре турбулентности потока выделяют две его составляющие — продольную (акустическую) и поперечную (вихревую). Акустическая энергия турбулентности потока передается во внешнюю среду, неакустическая (вихревая) — быстро гаснет с расстоянием. Интенсивность (мощность) шума пропорциональна восьмой степени скорости турбулентного движения флюида (средней скорости v отдельных элементарных объемов среды). Частота колебаний f_n среды, при которой наблюдается максимум спектра шума, пропорциональна v^2 .

Поскольку регистрируемый эффект связан с акустической составляющей турбулентности потока, то шум возникает при тех же числах Рейнольдса, при которых появляется турбулентность потока: в круглой гладкой трубе при $Re = 3 \cdot 10^3$, а в межтрубном пространстве (за насосно-компрессорными трубками) при $Re = 2,3 \cdot 10^3$.

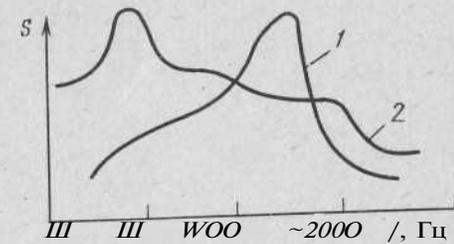
При шумометрии измеряют мощность (или амплитуду) шума S_i в отдельных спектральных интервалах или суммарную мощность L во всем диапазоне спектра. Поскольку зависимость S от скорости струй потока v степенная ($S \sim v^{CTP}$), то имеет место линейная связь между $\log B$ и v^{CTP} . Поэтому принято регистрировать амплитуду шума в $\log S$. Это обеспечивает прямую пропорциональность площади anomalies $\log S$ и дебита, получаемого из этого интервала.

Характер притока (одно- или двухфазный) влияет на форму спектра шума (рис. 16). Шумы в диапазоне 10-100 Гц обусловлены вихревыми движениями флюидов в потоке при изменении направления его движения. В этот же интервал попадает основная часть колебаний, связанных с работой геофизического подъемника, поэтому он обычно не имеет практического значения.

Для частоты максимума спектра известна формула $f_{max} \sim v/l$, где v — кинематическая вязкость; l — характеристический масштаб турбулентности потока. Приближенные значения кинематической вязкости воды и газа при давлениях равных или выше $n \cdot 10$ МПа, приводит к сближению положений максимумов спектров шумов при двухфазном течении воды и газа. Максимум уровня шума против пластов с однородным притоком флюида (газ или вода) находится обычно в интервале 1000-2000 Гц. Спектры шумов при двухфазном течении флюидов (вода, газ) разделяют три вида течения флюидов; эмульсионное, слабое проточное и сильное проточное.

Первое течение происходит с образованием цепочки пузырьков и характеризуется пиком спектра в диапазоне частот 300—600 Гц. В случае слабого проточного течения амплитуда шума после 200 Гц в це-

Рис. 16. Спектр шума против пластов, отдающих газ (1) и газ с водой (2)



лом уменьшается, но наблюдаются небольшие пики, соответствующие пикам эмульсионного режима. Для сильного проточного режима характерен максимум амплитуд шума при $f \approx 200$ Гц.

Таким образом, двухфазные течения в целом характеризуются максимумом шума в интервале 200—600 Гц. В области 1000 Гц спектры двухфазного и однофазного потоков близки друг другу (см. рис. 16).

§9. ТЕРМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

При контроле разработки нефтяных и газовых месторождений можно изучать следующие тепловые явления:

а) изменение поля температур в работающих пластах из-за массопереноса в пласте, адиабатического расширения (сжатия) жидкости и газа при снижении (повышении) пластового давления, а также аналогичные процессы, возникающие при массопереносе по негерметичному затрубному пространству;

б) изменение температуры пластовой жидкости или газа из-за появления дроссельного эффекта при их поступлении в скважину;

в) изменение температуры жидкости и газа при их движении по стволу скважины из-за теплообмена с ее стенками, а также из-за смешивания с жидкостью и газом, поступающим из других рабочих интервалов; : - : ' . и ' ; : ' ! , , . ' ; . . .

г) изменение тепловых свойств пород (а иногда и цементного камня) из-за смены флюидов в их поровом пространстве, а также из-за массопереноса в них.

Теория количественной оценки большинства этих процессов сложна и недостаточно разработана. Рассмотрим лишь элементарные основы этих явлений.

1. Адиабатическое расширение (сжатие) жидкости и газа происходит без теплообмена с окружающей средой, а работа расширения (сжатия) совершается за счет их внутренней энергии, что приводит к ошжению (повышению) температуры порозаполнителя на величину

$$dT^{\eta} = \tau^{\eta} dp,$$

где dp — изменение давления в среде; τ^{η} — дифференциальный адиабатический коэффициент.

тический коэффициент ($\tau^? > 0$). Для пресной воды он равен 0,016 F/МПа, для нефти в 2—3 раза, а для газа на порядок выше.

Отношение изменений температур пласта ($\Delta T_{пл}$) и порозаполнителя

$$\frac{\Delta T_{пл}}{\Delta T_{\eta}} \approx \frac{c_{зп}^* \cdot c_{зп}}{c_{ТВ} (1 - \kappa_{п}^* \cdot \kappa_{п}^c \cdot \epsilon_{п})}$$

где $c_{зп}$ и $c_{ТВ}$ — соответственно средняя объемная теплоемкость порозаполнителя и твердой фазы; $\kappa_{п}^*$ — коэффициент пористости.

Обычно $\Delta T_{пл} / \Delta T_{\eta} \approx n \cdot 10^{-2}$ и даже в газоносных высокопористых пластах изменения температуры вследствие адиабатического расширения равны примерно 10^{-2} К на 1 МПа.

Такие малые эффекты изменения температуры удается надежно выявить лишь в специальных неперфорированных наблюдательных скважинах, реже в длительно простаивающих эксплуатационных скважинах. Соответствующий метод нашел применение при контроле ряда газовых месторождений (Оренбургское, Уренгойское).

2. Массоперенос по пласту можно обнаружить по данным термометрии в глухой наблюдательной скважине, если температура жидкости (газа), движущейся мимо скважины заметно отличается от геотермы (естественной температуры пород на глубине). Накоплен опыт использования этого эффекта для обнаружения промывки пластов поверхностными водами. Против обводненных интервалов наблюдается температурная аномалия. Если эффект значителен ($\sim 0,5$ К), то его можно обнаружить и в перфорированных интервалах простаивающих эксплуатационных скважин.

3. Вертикальный массоперенос по негерметичному цементному кольцу (заколонный переток) можно обнаружить в длительно простаивающих скважинах. Признаком перетока является уменьшение термоградиента в интервале перетока по сравнению с естественным геотермическим градиентом в данном интервале.

4. Дроссельный эффект (эффект Джоуля — Томсона) наиболее широко изучается при контроле разработки нефтяных и газовых месторождений. Здесь в отличие от адиабатического эффекта работа, совершенная при расширении среды, расходуется на нагрев самой среды. При движении жидкости и газа в прискважинной зоне пласта температура изменяется на величину

$$\Delta T = \epsilon_t (p_{пл} - p_z) \quad (22)$$

где $p_{пл}$ и p_z — пластовое и забойное давления; ϵ_t — интегральный коэффициент Джоуля—Томсона. Значения ϵ_t составляют для воды $0,0235 \times 10^{-3}$ °С/Па, для нефти $(0,01 - 0,06) \cdot 10^{-5}$ °С/Па, для газа $[-0,25 \cdot \tau(-0,4)] \cdot 10^{-5}$ °С/Па.

Дроссельный эффект позволяет выделять работающие интервалы

в скважинах, а при благоприятных условиях — пласты-источники заколонных перетоков газа. В чистом виде этот эффект наблюдается против самого нижнего из пластов, отдающих жидкость или газ в скважину.

Против вышележащих работающих интервалов эффект дросселирования накладывается на калориметрический эффект, который мы рассмотрим в п. 6.

5. Теплообмен между потоком и стенками скважины вне интервалов притока (поглощения) зависит от тепловых свойств пород и цементного кольца, от расхода жидкости или газа через сечение скважины.

Зависимость температуры потока T от глубины z описывается приближенной формулой

$$T = T_0 + \frac{\Gamma \cdot M}{\Gamma + M} (1 - \exp\{-b(z - z_0)\}) + \Delta T \exp\{-b(z - z_0)\},$$

где $\Gamma = T(z = z_0)$ — естественная температура породы в кровле работающего пласта ($z = z_0$); Γ — геотермический градиент; $M = \frac{c_p}{\rho g H} (z - z_0)$ (здесь p_z, p_y — забойное ($z = z_n$) и устьевое ($z = z_y$) давления $H = z_y - z_0$ — глубина скважины, A — механический эквивалент тепловой энергии, g — ускорение свободного падения, c_p — удельная теплоемкость при постоянном давлении, ρ — плотность среды); $B = 2uR a / (G)$ (здесь R — радиус потока скважины, a — коэффициент теплоотдачи между стенкой скважины и окружающей средой, G_c — массовый расход); ΔT_0 — различия между температурой потока и естественной температурой пород в "начальной" точке ($z = z_0$).

При конкретных значениях a для известной конструкции скважины и тепловых свойств цемента и пород по характеру изменения Γ на глубине вне интервалов притока можно определить расход жидкости или газа по скважине.

6. Калориметрический эффект связан с изменением температуры флюидов в случае смешивания их потоков при одновременной работе двух или нескольких интервалов.

Значения температуры в подошве Γ^1 и в кровле Γ^2 работающего интервала связаны с дебитами из пласта D соотношением

$$\Gamma^1 D_1 + \Gamma^2 D_2 = \Gamma^0 (D_1 + D_2),$$

где Γ — температура потока из пласта, D_1 — поток, идущий снизу, D_2 — поток, идущий сверху.

Решая систему подобных уравнений для всех работающих интервалов, можно определять отношение дебита любого интервала к суммарному дебиту скважины.

7. Изменения тепловых свойств разрабатываемых пластов обусловлены изменениями содержания нефти, газа и воды в поровом пространстве, а также массопереносом" в последнем.

Соотношения для оценки изменений указанных тепловых свойств пород имеют достаточно простой вид лишь при отсутствии массопереноса.

Объемная теплоемкость $c\delta$ (где c — удельная теплоемкость; δ — плотность) коллектора равна:

$$c\delta = c_{тв} \cdot 5 \cdot (1 - \text{ЛУ} \cdot (c_{п/п} \cdot 5 \cdot \kappa + c_{в/в} \cdot 5 \cdot \kappa + c_{г/г} \cdot 5 \cdot \kappa))$$

где $\kappa = 1 - \frac{c_{п/п} \cdot 5 \cdot \kappa + c_{в/в} \cdot 5 \cdot \kappa + c_{г/г} \cdot 5 \cdot \kappa}{c_{тв} \cdot 5}$ — коэффициент водонасыщенности; $c_{п/п}, c_{в/в}, c_{г/г}$ и $\delta_{п/п}, \delta_{в/в}, \delta_{г/г}$ — удельные теплоемкости и плотности воды, нефти, газа и твердой фазы соответственно.

Расчеты по этой формуле показывают, что увеличение объемной теплоемкости коллектора при обводнении нефтеносного пласта ($\kappa = 0,25, \kappa_{н} = 0,8$) до остаточного нефтенасыщения ($\kappa_{но} = 0,2$) равно 10%, а при аналогичном обводнении газоносного пласта ($\kappa = 0,25; \kappa = 0,8$ и $\kappa_{го} = 0,2$) для пластового давления $p = 20$ МПа достигает 25%.

Коэффициент теплопроводности X пород при неподвижном насыщении пор приблизительно оценивают по формуле К. Лихтенкера

$$\lambda = \lambda_{тв} \cdot \lambda_{п/п} \cdot \lambda_{в/в} \cdot \lambda_{г/г} \cdot \lambda_{н(г)}$$

Результаты расчета по этой формуле для значений $X_{тв} = 3$ и 6 Вт/м·К, соответствующих полимиктовому и кварцевому песчаникам, и $X_{п/п} = 0,56, X_{в/в} = 0,13, X_{г/г} = 0,03$ Вт/м·К приведены на рис. 17, д. Эти данные показывают, что при обводненности продуктивных пластов от $\kappa_{н/г} = 0,8$ до $\kappa_{н/г} = 0,3$ значения X возрастают в 1,1 — 1,3 раза в нефтеносных и в 1,15 — 1,9 раз в газоносных пластах.

Коэффициент температуропроводности $a = X/(5Q)$ при обводнении газоносных пластов $p = 3$ МПа возрастает на 7 — 12% (рис. 17, б).

Таким образом, при обводнении продуктивных коллекторов коэффициенты их теплопроводности X изменяются в значительных пределах. Однако методика контроля этих изменений пока не разработана.

Значения X до сих пор обычно оценивались в длительно простаивающих скважинах после установления в них температуры, равной естественной температуре горных пород. При этом $X = q/T$, где q — плотность естественного теплового потока. Однако эта методика применима в основном при исследовании скважин до начала разработки месторождения, главным образом при разведке. При ее использовании для контроля обводнения значительное и двоякое влияние на результаты оказывает массоперенос в поровом пространстве дренируемого пласта. С одной стороны, массоперенос изменяет теплопроводность пор, с другой — к исследуемой скважине поступают нефть, газ и вода, температу-

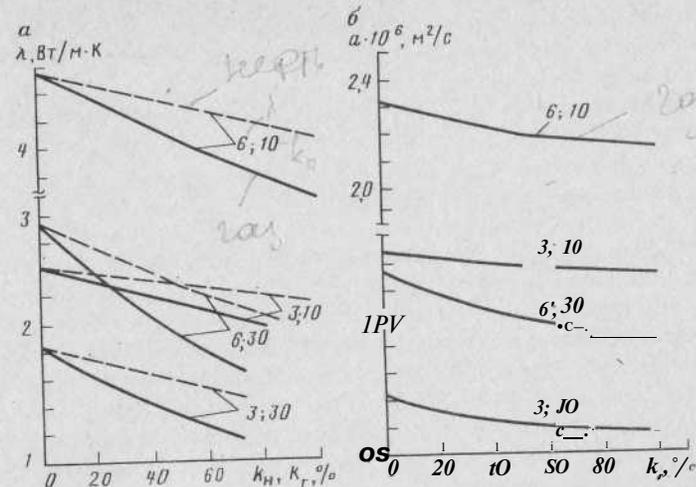


Рис. 17. Зависимость коэффициента теплопроводности X (а) и температуропроводности a (б) нефте- (пунктир) и газонасыщенных (сплошные линии) пластов от коэффициентов нефте- и газонасыщенности $\kappa^н$ и $\kappa^г$.

Шифр кривых - $X_{сх}; \kappa^н$ %

ра которых может отличаться от естественной температуры пласта в исследуемой скважине. Первая причина маскирует изменение тепловых свойств из-за изменения насыщения пласта. По второй причине температура пласта даже при длительном простое скважины может уже не вернуться к температуре исходного теплового поля.

Хотя наблюдаемое при этом тепловое поле также несет информацию о процессах разработки, извлечение такой информации из термограмм осложняется. Вопросы интерпретации таких термограмм пока не разработаны.

Другой известный способ определения тепловых свойств коллектора — по скорости расформирования искусственного возмущения температурного поля в скважине (включение нагревателя в скважине, заполнение скважины холодным или горячим газом и т.п.), по-видимому, малочувствителен к изменению абсолютной температуры пород из-за массопереноса в пласте. Однако сохраняется влияние массопереноса на теплопроводность и температуропроводность пород, поэтому возможности и рациональная методика применения этого способа нуждаются в изучении и разработке.

Таким образом, формирование нестационарного теплового поля в процессе разработки залежей нефти и газа связано в основном с тремя физическими процессами: 1) теплопроводностью (кондукцией) — передачей тепла от контакта компонентов разных температур; 2) конвекцией — переносом тепла путем перемещения флюидов в поровом

пространстве горной породы; 3) дросселированием (эффектом Джоуля-Томсона) - выделением (поглощением) тепла при движении флюидов в пористой среде.

В связи с этим тепловое поле $q_{\text{сум}}$ в разрабатываемом пласте можно выразить как сумму трех тепловых потоков:

$$q_{\text{сум}} = q_{\text{конд}} + q_{\text{конв}} + q_{\text{др}}$$

где $q_{\text{конд}}$, $q_{\text{конв}}$, $q_{\text{др}}$ — тепловые потоки, возникающие за счет кондукции, конвекции и дросселирования.

До начала разработки залежей нефти и газа распространение тепла в пластах связано в основном с кондуктивным переносом, при этом решающую роль играют теплопроводность горных пород и их слоистость (анизотропность).

В период разработки месторождений при фильтрации нефти, газа и воды через пористую среду на первый план выступают процессы конвекции и дросселирования.

В последующих стадиях разработки залежей конвективный перенос тепла преобладает над процессами дросселирования и кондукции.

После остановки работы скважины по кривым восстановления температуры (КВТ) можно определить радиус тепловой волны, теплофизические характеристики пластовой системы и коэффициенты текущей нефтенасыщенности и нефтеотдачи. При анализе конечных участков КВТ выяснено, что: 1) после остановки скважины преобладает молекулярный перенос тепла (кондукция); 2) распространение температурного поля по простиранию пласта-коллектора превалирует по отношению к его изменению по высоте залежи.

ГЛАВА II

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ КОНТРОЛЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

§ 10. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ИЗ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

При геофизическом контроле применяются как методы, широко используемые и входящие в обязательный комплекс ГИС при исследованиях необсаженных и обсаженных скважин (КС, ПС, ИМ, кавернометрия, ГМ, НГМ, ННМ-Т и др.), так и специальные методы, изучающие эксплуатационные характеристики пластов, техническое состояние

скважин и определяющие состав флюидов в стволе скважины (механическая и термокондуктивная расходометрия, высокочувствительная термометрия, манометрия, резистивиметрия, влагометрия, гшотностеметрия, нейтронный активационный метод и др.). Кроме этого используются методы, входящие в комплекс дополнительных исследований скважин: диэлектрической проницаемости, импульсный нейтрон-нейтронный метод и импульсный нейтронный гамма-метод, широкополосный акустический, гамма-метод по радиогеохимическому эффекту.

Методы КС и ПС. Петрофизические основы методов сопротивления и потенциалов самопроизвольной поляризации горных пород применительно к выделению обводненных продуктивных пластов и оценке их текущей нефте-газонасыщенности подробно изложены в §§ 2, 4. Необходимо еще раз подчеркнуть, что величина потенциала ПС при выделении обводненных продуктивных пластов определяется их диффузионно-адсорбционными свойствами, а метод КС основан на изменении величины удельного электрического сопротивления продуктивного пласта в зависимости от минерализации обводняющих вод и степени его обводненности.

Принцип и методика измерения и аппаратура этих методов подробно изложены в учебной и научной литературе [12,21] .

Стационарные нейтронные методы. Использование нейтронных методов (НГМ, ННМ-Т) при выделении обводненных продуктивных пластов и определении ВНК, ГВК и ГНК основано на изменении нейтронных характеристик продуктивных пластов в процессе вытеснения из них нефти и газа.

Принцип действия аппаратуры и методика скважинных исследований этими методами освещены в работах [3, 19] . Остановимся только на некоторых особенностях проведения исследований при контроле перемещения ГНК, ВНК, ГВК и выделении обводненных интервалов продуктивного пласта.

Оценочные и остановленные действующие скважины с вынутым технологическим оборудованием исследуют приборами радиометрии, предназначенными для исследований скважин большого диаметра (ДРСТ-2, ДРСТ-3 и др.) .

Для исследования методами НГМ или ННМ-Т механизированных скважин, оборудованных штанговыми и электропогружными насосами, и фонтанирующих нефтяных скважин в процессе их работы используют аппаратуру радиоактивного метода РК-25, работающую в комплекте со стандартными двух- и четырехканальными наземными панелями радиометрии, которые устанавливаются в геофизические станции.

Скважинный прибор рассчитан на работу с одиночной бронированной кабелем длиной до 3000 м при максимальной скважинной температуре до 100 °С и гидростатическом давлении до 30 МПа; его диаметр 25 мм, длина 2100 мм.

Исследования нейтронными методами производятся эталониро-

ванной аппаратурой. Эталонирование, проверка стандартности и градуировка каналов нейтронных методов выполняются в соответствии с требованиями технической инструкции [5, 21]. Интервал записи должен захватывать, кроме ГНК, ВНК, ГВК или возможного обводнения, интервалы опорных пластов, полностью водоносных, газо- и нефтенасыщенных с мощностью, достаточной, чтобы по возможности охватить весь интервал изменения водородосодержания коллектора.

При определении текущего положения ГНК или ГВК в низкопористом разрезе ($\epsilon < 20\%$) применяют НГМ с длиной зонда 70 см, в высокопористом разрезе ($\epsilon > 20\%$) — ННМ-Т с длиной зонда 50 см. При определении текущего положения ВНК используют комплекс: НГМ и ННМ-Т с длинами зондов соответственно 50 и 25 см. Записывают две кривые каждого метода — основную и контрольную — с допустимым расхождением не более 10%. Применяют следующие типы источников: полониево-бериллиевые, плутониево-бериллиевые и калифорниевые источники с выходом нейтронов не менее 10^7 с⁻¹. Активность источника должна обеспечить минимальную скорость счета при ННМ-Т не менее 1000 имп/мин, а при НГМ — в 5 раз превышающую гаммафон, и максимальную скорость счета, превышающую допустимую нелинейность не более, чем на 2%.

Оптимальная величина постоянной интегрирующей ячейки $\tau_{я\text{опт}}$ определяется выражением

$$\tau_{я\text{опт}} \approx 3 \cdot 10^5 / \frac{a_{\text{д}}^2}{v_{\text{ср}}} \quad (23)$$

где $v_{\text{ср}}$ — средняя величина скорости счета в изучаемом разрезе; $a_{\text{д}}$ — допустимая величина среднеквадратичной относительной ошибки, не превышающая 5% при общих и 3% при детальных исследованиях.

Скорость перемещения приборов определяется следующими выражениями:

а) при общих исследованиях

$$v = \frac{h_{\text{min}} \sim l_3}{1.6 \tau_{я}} 3600;$$

б) для детальных и повторных замеров

$$v = \frac{h_{\text{min}} - l_3}{3 \tau_{я}} 3600, \quad (24)$$

где l_3 — длина зонда в м; h_{min} — минимальная мощность пласта, подлежащая исследованию (обычно принимают, что $A_{\text{min}} = 1,5 \cdot 2$ м).

Оптимальные масштабы записи кривых методами НГМ и ННМ-Т различны. Они зависят от диапазона изменения водородосодержания и диаметра скважины и должны удовлетворять следующим требова-

ниям: изменению водородосодержания на 1% для пластов пористостью выше 10% должно соответствовать перемещение блика гальванометра на диаграмме не менее чем на 4 мм, для пластов пористостью ниже 10% — не менее чем на 8 мм. При этом весь диапазон изменения показаний должен быть записан на диаграмму без сдвигов нуля в процессе записи. Запись производится в масштабе глубин 1 : 200 или 1 : 50.

Стандартные нейтронные методы (НГМ и ННМ-Т) при контроле разработки месторождений нефти и газа уверенно позволяют определять ВНК и обводненные продуктивные пласты при высокой минерализации пластовых и нагнетаемых вод ($C > 150-200$ г/л при $\kappa > 20\%$) и перемещения ГВК и ГНК независимо от минерализации обводняющих вод.

При исследовании процессов вытеснения нефти и газа из продуктивных пластов широко используется комплекс методов, с помощью которых изучают эксплуатационные характеристики пластов и техническое состояние скважин и определяют состав флюидов в стволе скважины. (Подробно они изложены в §§ 11—13).

Импульсные нейтронные методы. Использование импульсных нейтрон-нейтронного метода по тепловым нейтронам (ИННМ-Т) и нейтронного гамма-метода радиационного захвата (ИНГМ) при контроле разработки нефтяных и газовых залежей основано на более высокой чувствительности их по сравнению с НГМ и ННМ-Т к замедляющим и поглощающим свойствам продуктивных пластов, которые изменяются в процессе вытеснения нефти и газа из их порового пространства. Кроме этого на показания ИНГМ влияет непостоянство плотности пластов, которая также изменяется в процессе разработки, особенно при вытеснении нефти газом и газа нефтью или водой.

При импульсных нейтронных методах горную породу облучают прерывистым потоком быстрых нейтронов и в окнах между облучениями на фиксированном расстоянии от источника (длине зонда) регистрируют плотность тепловых нейтронов при ИННМ-Т или вызванных ими гамма-квантов радиационного захвата при ИНГМ.

Существует два варианта скважинных исследований ИННМ-Т и ИНГМ — непрерывная запись и измерения в точках [5, 19].

Непрерывная запись позволяет наиболее точно наметить точки для дальнейших измерений, а в благоприятных случаях и определить среднее время жизни тепловых нейтронов исследуемого пласта τ . Непрерывная запись включает одновременную регистрацию плотности тепловых нейтронов или гамма-квантов радиационного захвата четырьмя каналами (на трех временах задержек, превышающих асимптотическую, и запись интегрального счета).

При использовании аппаратуры ИГН-4 регистрируется интегральная кривая, при аппаратуре ИГН-6М производится запись дифференциальной кривой на задержке 300—500 мкс.

Время асимптотической задержки определяется временем τ начиная с которого зависимость $\lg(\hat{n}_{\text{Тfn7}} / 0^3)$ становится прямо

линейной (выходит на асимптоту). Ориентировочно $\tau_{зас}$ изменяется для ИНМ-Т в пределах от 600 до 1000 мкс, для ИНГМ - в пределах от 400 до 800 мкс. Длительность временного окна $\Delta t_{зам}$ во всех дифференциальных каналах должна быть одинакова.

При выборе времени τ_3 и временного окна $\Delta t_{зам}$ должно соблюдаться условие $m_3 \geq m_{нп} > Am_{зам}$. С целью уменьшения статистических погрешностей измерения при записи кривых ИНМ-Т в нефтяных и газовых скважинах ограничиваются временами задержки $\tau_3 = 1000 \cdot \Pi \wedge 1300$ мкс.

При выбранном значении τ_3 с увеличением $\Delta t_{зам}$ повышается скорость счета в канале, а следовательно, уменьшаются погрешности измерений. Учитывая диапазон изменения $m_{нп}$ в продуктивных пластах, $Am_{зам}$ для газоносных пластов следует брать больше, чем для нефтеносных. Обычно при изучении продуктивных пластов принимают $\Delta t_{зам} = 200$ мкс.

Наиболее близкие к истинным значениям среднего времени жизни тепловых нейтронов величины m_n получают при достаточно больших временах задержки и при условии $\tau_m > m_{нс}$ ($\tau_{нс}$ — время жизни тепловых нейтронов в скважине), когда характер связи $\tau_m = /(\tau_3)$ перестает зависеть от параметров скважины. В случае, когда $m_{нп} < i''_{нс}$ промывочную жидкость в скважине необходимо заменить более минерализованной, чтобы выполнялось неравенство $m_{нп} > m_{нс}'$. Выбор оптимального режима измерений зависит от технических характеристик применяемой аппаратуры, геолого-геофизических условий измерений, требуемой точности и средней скорости счета.

Оптимальная величина постоянной интегрирующей ячейки $\tau_я$ определяется выражением

$$\tau_я \geq 2 \cdot 10^5 / I_{нср опт} (\sigma_{ст опт})^2,$$

где $I_{нср опт}$ — средняя скорость счета на оптимальной задержке $\tau_{з опт}$, которая определяется по формуле (23); $\sigma_{ст опт}$ находят по формуле

$\sigma_{ст опт} = \sqrt{\sigma_{из м}^2 + \sigma_{ап}^2}$, где $\sigma_{из м} \sim \frac{1}{a_{ап}}$ — суммарная среднеквадратичная погрешность измерения (принимается равной $28m^n$, где Bm^n — допустимая погрешность определения среднего времени жизни тепловых нейтронов, вычисляемая по табличным данным [5]); $a_{ап}$ — среднеквадратичная погрешность стабильности аппаратуры.

Скорость перемещения скважинного прибора определяется выражением (24). Если расчетная скорость перемещения будет существенно ниже минимальной для серийного подъемника (менее 70 м/ч), то выполняются точечные измерения с записью кривых для привязки точек к разрезу при скорости подъема прибора 120—150 м/ч. Непрерывные записи производят дважды, сохраняя режим измерения с допустимой погрешностью не более 10 %.

Масштаб регистрации кривых $I_{нп(г)}$ выбирают по результатам оце-

ночных измерений в глинах и нефтенасыщенном (газоносном) пласте при спуске прибора в скважину. При выборе масштаба записи на задержках больших $\tau_{зас}$ против нефтеносного (газоносного) пласта отклонения бликов гальванометров для всех дифференциальных каналов должны быть одинаковыми и составлять 12—14 см (максимальные показания в разрезе). Масштаб интегрального канала с применением градуированного компенсатора поляризации выбирают с таким расчетом, чтобы отклонение кривой на диаграмме против пласта глин было равно 20—25 см. Затем отклонение в глинах компенсируют сдвигом нулевой линии.

Масштаб глубин при общих исследованиях составляет 1 : 200 и при детальном исследовании — 1 : 50. Интервал записи должен охватывать изучаемый участок продуктивных пластов, опорные пласты с известным насыщением и интервалы глинистых перемычек и покрышек. Если непрерывная запись ИНМ-Т или ИНГМ не обеспечивает требуемую точность определения $\tau_{нп}$, то проводят точечную запись.

При этом получают более точные значения среднего времени жизни тепловых нейтронов в пласте $\tau_{нп}$. Точки замеров выбирают по дифференциальным кривым ИНМ-Т или ИНГМ (при фиксированном окне $\Delta t_{зам}$ и на различных задержках τ_3). Расстояния между точками замеров должны равняться 0,6 — 0,8 м в однородных нефтеносных и газоносных пластах большой мощности, 0,4—0,5 м в литологически неоднородных пластах малой мощности и 0,8—1,0 м в водоносных пластах. Время замера в каждой точке должно обеспечивать скорость счета в интегральном канале не менее $5 \cdot (10^5 \Rightarrow 10^6)$ импульсов, что обеспечивает необходимую статистическую точность определения $\tau_{нп}$.

Измерения на точке производят одновременно всеми дифференциальными каналами в интервале задержек от $\tau_{зас}$ до 2000 мкс с длительностью временного окна 100—300 мкс и в интегральном канале. Одновременно должно работать не менее четырех каналов. Если аппаратура малоканальная и нет возможности получить зависимость $\lg I_{нп(г)}$ (ул = /(τ_3))^B требуемом временном интервале за один цикл, то она снимается за два цикла с обязательным перекрытием двух задержек (например, первый цикл — 250, 400, 600, 1000 мкс; второй цикл — 600, 1000, 1300, 1600 мкс). Величина $\tau_{нп}$ должна определяться с точностью 2 %.

Общее число точечных замеров должно быть не менее 30 и включать не менее 10 измерений в опорных водонасыщенных пластах и не менее трех в глинах. Точность привязки к разрезу измерений на точке должна быть не ниже 0,1 м.

Глубинность исследования импульсными нейтронными методами зависит от диаметра скважины и водородосодержания флюидов, заполняющих ее, времени задержки τ_3 , водородосодержания и хлоросодержания исследуемых пластов и составляет для ИНМ-Т 35—45 см, для ИНГМ - 40-50 см.

Необходимо отметить, что ИНГМ более помехоустойчив и перспективен по сравнению с ИНМ-Т при исследовании скважин с колеблющимся составом флюида в них (особенно в действующих скважинах и при использовании малогабаритной аппаратуры ИГН-6М) и возможным осолонением цементного камня.

Импульсные нейтронные методы позволяют решать следующие задачи при контроле разработки нефтяных и газовых месторождений: 1) определять первоначальное и текущее положение ВНК и ГНК, ГВК; 2) выделять обводненные продуктивные пласты; 3) оценивать их текущую и остаточную нефте- и газонасыщенность. Первые две задачи решаются этими методами даже для малой минерализации насыщающих вод (15-20 г/л NaCl) при $\alpha > 20\%$. Оценка текущей нефтенасыщенности обводненных нефтеносных пластов по данным импульсных нейтронных методов возможна при $C_v = 50$ 4- 70 г/л для $\kappa^{\wedge} \geq 20\%$.

Диэлектрические методы. Использование диэлектрических методов при контроле за разработкой месторождений нефти базируется на резком различии относительной диэлектрической проницаемости нефти ($\epsilon_n = 2,0$ * 2,7) и воды ($\epsilon_w = 80$).

Диэлектрические методы основаны на изучении высокочастотного поля, ЭДС которого зависит от интенсивности токов смещения, обусловленных диэлектрической проницаемостью среды.

Наиболее широко используются трехкатушечные зонды, состоящие из одной генераторной и двух измерительных катушек (I_2 0,25 Н₂ 0,75 Г) или двух генераторных и одной измерительной катушек (I 0,75 Г 0,25 Г). От высокочастотного генератора в окружающей среде возбуждаются вихревые токи. Индуцированные токи представляют собой сумму токов смещения, плотность которых определяется диэлектрической проницаемостью среды ϵ , и токов проводимости с плотностью, зависящей от электропроводности среды σ . Эти токи наводят ЭДС в измерительных катушках, в которых измеряют или разность вертикальных амплитуд напряженности высокочастотного магнитного поля $\sqrt{H_1^2 - H_2^2}$ в долях напряженности квазистационарного магнитного поля в воздухе, или разность фаз Δ составляющих электромагнитного поля, или отношение разности $|H_{i1} - H_{i2}|$ к вертикальной амплитуде в одной из катушек I .

Интенсивность магнитного поля при $\sigma\epsilon/\sigma \ll 1$ зависит от электропроводности среды σ , а при $\sigma\epsilon/a > 1$ — от диэлектрической проницаемости среды ϵ (σ — круговая частота электромагнитного поля). Для диэлектрического метода обязательно выполнение условия $\sigma\epsilon/a > 0,2$, чтобы плотность токов смещения была соизмерима с плотностью токов проводимости.

Различают диэлектрический индукционный метод и волновой диэлектрический метод в зависимости от используемой частоты тока питания генераторной катушки и измеряемых параметров.

В диэлектрическом индукционном методе (ДИМ) используется

частота тока питания генераторной катушки 15—30 МГц и измеряется абсолютное значение амплитуды вторичного магнитного поля, ЭДС которой зависит от диэлектрической проницаемости и электропроводности пород. Переход от измеряемой величины к диэлектрической проницаемости пород осуществляется с помощью специальных палеток, которые позволяют ввести в измеряемый сигнал поправки за влияние электропроводности среды, значение которой определяется по данным БЭЗ или обычного низкочастотного индукционного метода.

В волновом диэлектрическом методе (ВДМ) используется частота тока питания генераторной катушки 40—60 МГц и измеряется разность фаз Δ составляющих электромагнитного поля. Разность фаз зависит от диэлектрической проницаемости пород, определяется фазовым сдвигом на интервале Δr и не зависит от длины зонда и фазовых сдвигов на пути от источника поля до ближайшей из измерительных катушек. При измерении Δ исключается влияние скважины.

Если $0,2 < \sigma\epsilon/a < 1,1$, то разность фаз зависит не только от диэлектрической проницаемости, но и от электропроводности среды. Поскольку разность фаз Δ определяется преимущественно величиной диэлектрической проницаемости, а отношение амплитуд H_1/H_2 — проводимостью пород, то совместная обработка этих двух характеристик поля позволяет установить истинные значения ϵ и ρ . Значение удельного сопротивления пласта ρ может быть также найдено по данным БЭЗ или ИМ и учтено при определении ϵ . Наиболее широкое применение получил волновой диэлектрический метод.

Волновой диэлектрический метод позволяет разделять коллекторы по насыщающему их флюиду, определять коэффициенты нефтегазонасыщенности, выделять обводненные зоны в нефтяных и газовых скважинах, в том числе пробуренных на неводных растворах.

Широкополосный акустический метод (ШАМ). В широкополосном акустическом методе используют низкочастотный диапазон колебаний, равный 5—15 кГц, который обеспечивает большую глубину исследования, по сравнению с высоко- и среднечастотными методами. Это позволяет проводить исследования в необсаженных и обсаженных скважинах.

Глубинности исследования по скорости v_p и по затуханию g зависят от преобладающей частоты волнового поля, причем g пропорциональна преобладающей длине волны. Величины g и v_p зависят от волновых сопротивлений и акустической неоднородности. В одинаковых условиях наблюдения $g/v_p > 1,5$. Глубинность исследования по разрезу скважин может меняться по v_p от 0,3 до 1,2 м, по g — от 0,45 до 1,8 м — соответственно в мягких и твердых породах.

Метрологическое обеспечение акустической аппаратуры включает два этапа — полную поверку по трем значениям каждого измеряемого параметра (Am , a), выполняемую в базовых условиях, и частичную поверку по одному значению измеряемых параметров, выполняемую

в полевых условиях каждый раз перед началом исследований скважины и после их выполнения. При этом руководствуются ведомственными отраслевыми инструкциями по методам и средствам поверки.

Масштаб скоростных и амплитудных параметров зависит от литологии разреза и упругих свойств горных пород. Масштабы параметров m , t , Дт, A , A и $\lg(AJA_0)$ устанавливают калибровочным устройством наземных панелей аппаратуры по отклонениям бликов гальванометров фоторегистратора и выбирают с таким расчетом, чтобы максимальные отклонения кривых находились в диапазоне 8-10 см диаграммной ленты.

В процессе записи постоянно контролируют работу временного блока путем визуального наблюдения волновой картины и момента срабатывания каналов t_1 и t_2 на экране электронного осциллографа. Для контроля правильности установки и постоянства масштабов временных кривых в процессе скважинных исследований регистрируют скорость распространения упругих колебаний в незацементированной обсадной колонне, где она составляет $5300 \text{ м/ч} \pm 5\%$.

В исследуемом интервале залегания продуктивных пластов основной масштаб регистрации диаграмм ШАМ равен 1 : 200. Скорость перемещения прибора обычно составляет 1000 — 1200 м/ч. В отдельных случаях, когда при движении прибора по скважине повышается уровень шумов, вызванных трением его о промысловую жидкость и стенку скважины или обсадную колонну, скорость подъема прибора снижается до 600-800 м/ч.

Низкочастотный акустический метод позволяет при контроле разработки нефтяных и газовых месторождений решать в комплексе с другими методами ГИС следующие задачи: 1) определять первоначальные и текущие положения ВНК, ГНК, ГВК; 2) выделять обводненные интервалы продуктивных пластов в необсаженных и обсаженных скважинах вне зависимости от минерализации пластовых и нагнетаемых вод. При исследованиях обсаженных скважин необходимо иметь данные о качестве цементирования скважины.

Гамма - метод по радиогеохимическому эффекту (РГЭ). Природа возникновения РГЭ в процессе обводнения продуктивных пластов изложена в § 6. Способ выделения обводненных продуктивных пластов заключается в сравнении кривой фонового замера гамма-метода до обводнения пласта с кривыми повторных замеров ГМ в процессе обводнения. РГЭ считается установившимся, если интенсивность гамма-излучения, регистрируемая при повторном замере ГМ, превышает первичную на 10 %. Методики проведения эталонировки измерительной аппаратуры "и скважинных исследований такие же, как и при обычном ГМ исследования нефтяных и газовых скважин [5] .

Диаграммы ГМ при первичном и вторичном исследовании записывают в одинаковых режимах измерения (скорость перемещения прибора, постоянная интегрирующей ячейки и масштаб записи кривой

поддерживаются постоянными) в масштабе глубин 1 : 200 (при детальных исследованиях — 1 : 50). Желательно измерения проводить однотипными скважинными приборами.

Гамма-метод по радиогеохимическому эффекту позволяет в комплексе с другими методами ГИС уверенно выделять обводненные участки продуктивных пластов.

§ 11. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИТОКА И ПРИЕМИСТОСТИ ПЛАСТОВ

Выделение интервалов притока и приемистости пластов и последующее определение их эксплуатационных характеристик осуществляется по комплексу методов расходомерии, обычной и высокочувствительной термометрии и радиометрии, причем расходомерия при решении задач является основным методом.

Расходомерия предусматривает определение объемов жидкости или газа, поступающих из перфорированных пластов в скважину или закачиваемых в пласты, с помощью глубинных механических и термокондуктивных расходомеров [1,3] .

Механические расходомеры делятся на пакерные и беспакерные.

Запись расходограмм может быть непрерывная и точечная. Непрерывная диаграмма регистрируется в масштабе глубин 1 : 200 в интервале перфорации и прилегающих к нему участках ствола скважины при подъеме прибора с прикрытым пакером со скоростью 60—80 м/ч. По данным непрерывной расходограммы намечают положения точечных измерений расхода (дебита). На участках кривой с резкими изменениями расхода (дебита) расстояния между точками наблюдения выбирают через 0,2 — 0,4 м, с малыми — через 1—2 м. Измерения на точках выполняют с полностью открытым пакером в течение 1 мин и не менее 3 раз. Полученные показания суммируют, усредняют и приводят к единице времени. При перемещении прибора на другую точку пакер прикрывают.

По данным точечных измерений строят интегральную расходограмму, представляющую собой зависимость показаний расходомера (в имп/мин) от глубины H , и дифференциальную расходограмму — зависимость удельного расхода (дебита) от глубины для каждого пласта.

Интервалы, отдающие и принимающие флюиды, выделяются по увеличению числа импульсов, прямо пропорциональных дебиту (расходу) жидкости или газа.

Показания пакерного расходомера при измерении объемного расхода воды Q_B или нефти 2_n приводят к поверхностным условиям:

$$Q_B = \frac{k_{\text{по}}}{k_{\text{пм}}} Q_{\text{п}};$$

$$Q_{\text{н}} \quad h \quad h \quad k_{\text{п.о}} \quad \sim \quad \Pi$$

где $k_{\text{п.о}}$ — коэффициент пакеровки прибора для градуировочной кривой, полученной по воде на гидродинамическом стенде; $k_{\text{п.м}}$ — коэффициент пакеровки для градуировочной кривой, построенной для жидкости вязкостью μ и пластовых условий; $Q_{\text{п}}$ — измеренное объемное значение расхода жидкости, найденное по градуировочной кривой расходомера; $B \sim V / V_{\text{н}}$ — объемное содержание газа в нефти (V — объем нефти с растворенным в ней газом при забойных давлениях и температуре, $V_{\text{н}}$ — объем нефти, измеренный на поверхности после дегазирования), величина $B_{\text{п}}$ изменяется в пределах от 1,05 до 1,2.

Коэффициент пакеровки прибора для жидкости при пластовых условиях определяют по формуле

$$Q_{\text{п}}$$

где $Q_{\text{п}}$ — расход жидкости, проходящей через сечение измерительного канала прибора; Q — общий измеряемый расход жидкости.

Прежде чем исследовать скважину глубинными механическими расходомерами, необходимо проверить ее на стационарность потока флюида и изучить конструкции технологического оборудования. При необходимости проводят шаблонирование насосно-компрессорных труб и очищают их от парафина и песка.

Проверка режима работы скважины на стационарность потока позволяет исключать погрешности при измерении дебита жидкости. Нестационарность работы скважины проявляется в изменениях величины потоков и соотношения концентрации компонентов жидкости в стволе скважины во времени. Признаками нестационарности режима работы скважины являются также существенные изменения буферного давления и дебита во времени.

Исследование скважины начинают с установки расходомера над всеми работающими пластами. Свидетельством стационарности режима работы скважины служит неизменность показаний прибора в двух-трех точках над верхним пластом. Если повторные измерения различаются более чем на 10 %, то требуется выяснить причину расхождений.

Показания механических расходомеров в значительной степени зависят от характера движения флюидов в зонах их истечения (поглощения), физических характеристик потока (состава и физических свойств флюидов) и наличия в потоке механических примесей (песка).

Особенностями движения жидкости в скважине против работающего пласта являются непостоянство ее скорости и вихреобразное, нестационарное по направлению перемещение жидкости. Усредненные траектории движения жидкости имеют две составляющие — вертикаль-

ную и тангенциальную, поэтому перемещение жидкости имеет вихревой, спиралеобразный характер. По мере удаления от зоны истечения (поглощения) жидкости вихревое движение потока уменьшается из-за исчезновения его тангенциальной составляющей. Протяженность зоны интенсивного вихревого движения флюида зависит от скорости течения жидкости и сечения потока. Для турбинок в зависимости от направления углов атаки их лопастей и направления вихреобразного движения жидкости число оборотов датчика может быть завышенным или заниженным. Это искажающее влияние может быть уменьшено за счет изменения режима работы скважины или путем применения приборов, имеющих равные, но противоположные направления углов атаки лопастей турбинок.

Из физических свойств потока на показания механических расходомеров в большей мере влияют вязкость и плотность отдельных флюидов и движущейся смеси в целом. Разность плотностей нефти и воды вызывает переменную скорость их движения, проскальзывание одного компонента потока относительно другого. Это приводит к несоответствию объемов каждого из компонентов потока в измерительном канале прибора. Применение струнаправляющих и пакерующих устройств позволяет увеличивать скорость потока через измерительный канал и тем самым уменьшать разность скоростей компонентов потока. Степень действия вязкости на показания прибора зависит от скорости и характера течения жидкости, при турбулентном движении которой она минимальная. В большей мере вязкость жидкости оказывает влияние на коэффициент пакеровки расходомера и величину перепада давления на нем.

Механические примеси в жидкости нарушают пропорциональность между скоростями потока и вращения турбинки. Диапазон измерений расхода флюида составляет 8—200 м³/сут с пакером и 200—2400 м³/сут без пакера.

Результаты измерений механическими расходомерами позволяют:

- 1) выделять интервалы притока в эксплуатационных или приемистости в нагнетательных скважинах;
- 2) определять общий дебит или расход жидкости по пластам, разделенным неперфорированными интервалами;
- 3) получать профиль притока или приемистости перфорированного пласта по его отдельным интервалам;
- 4) выявлять перетоки между перфорированными пластами после остановки скважины;
- 5) осуществлять контроль за техническим состоянием скважин.

Термокондуктивные расходомеры работают по принципу термоанемометра. В поток скважинной жидкости или газа помещается спираль, нагреваемая постоянным стабилизированным током до температуры, превышающей температуру окружающей ее среды. Эта же спираль-термосопротивление является датчиком расходомера. Набегающий поток флюида охлаждает спираль и тем самым изменяет ее активное сопротивление. Температура датчика колеблется в зависи-

мости от скорости движения охлаждающей жидкости (газа).

Зависимость разности температур T_a потока флюида и $T_{ст}$ стенки датчика от скорости v потока имеет сложный вид:

$$v = k_1 k_2 (I_{ст} - I_{п})^{-a},$$

где k_1 — аппаратный коэффициент, зависящий от конструкции датчика, его размеров, потребляемой мощности; k_2 — коэффициент, зависящий от плотности, теплоемкости, теплопроводности и вязкости среды; a — показатель, зависящий от теплофизических параметров потока.

Фиксируя изменение сопротивления термодатчика, получают кривую термокондуктивной расходомерии. Величина теплоотдачи термосопротивления зависит также от тепловых характеристик среды, силы тока, диаметров скважины и колонны. На показания термокондуктивных расходомеров влияют вихревое движение жидкости и структура потока, а также состав газожидкостной смеси, так как степень охлаждения термоэлемента потоком флюида зависит не только от его скорости, но и от его теплофизических свойств.

Термокондуктивные расходомеры обладают более высокой, чем механические расходомеры, чувствительностью, не вносят гидродинамических сопротивлений в поток, имеют высокую проходимость в скважинах из-за отсутствия пакера, не подвержены влиянию загрязняющих механических примесей и надежны в работе. Однако их показания существенно зависят от состава смеси, протекающей по стволу скважины, поэтому результаты измерений термокондуктивными расходомерами могут использоваться для количественной интерпретации только при потоках однофазного флюида.

Перед измерениями расходомер помещают в интервале исследования и уравнивают мостовую схему при небольшой силе тока. Затем устанавливают рабочую силу тока, при которой датчик нагревается, и определяют приращение температуры ΔT датчика относительно температуры среды. В неподвижной среде ΔT максимально, в движущемся потоке оно снижается тем значительнее, чем больше скорость потока. От показаний ΔT к расходу флюида Q переходят с помощью эталонной кривой $\Delta T = f(Q)$, полученной в результате градуировки прибора в неподвижной и подвижной средах. Измерения проводят непрерывно при подъеме прибора со скоростью до 100 м/ч или в отдельных точках. При работе на точках показания отсчитывают через 5 мин после включения тока питания датчика. Непрерывная запись осуществляется при неравновесном режиме работы мостовой схемы, в результате чего получают кривую изменения приращения температуры датчика с глубиной — расходограмму.

Для исследования эксплуатационных и нагнетательных скважин применяют термокондуктивные индикаторы притока, позволяющие измерять расходы скважинных флюидов: по нефти, воде и двухфазным смесям — от 1 до 600 м³/сут и по газу — до 10⁶ м³/сут.

Результаты исследований термокондуктивной расходомерией позволяют: Г) определять интервалы притока или приемистости флюидов; 2) выявлять места негерметичности обсадных колонн в действующих скважинах; 3) устанавливать перетоки между перфорированными пластами в остановленных скважинах.

Обычная и высокочувствительная термометрия используются в процессе отбора нефти или газа из пластов или закачки в них воды. При этом контролируют изменение теплового режима залежи, сравнивая термограммы исследованной скважины с геотермой.

Распределение температуры в действующей добывающей и нагнетательной скважинах определяется (см. § 9) в основном тремя факторами: 1) теплообменом восходящего или нисходящего потока флюидов с окружающими ствол скважины горными породами; 2) дроссельным эффектом; 3) калориметрическим смешиванием флюидов, движущихся в скважине и поступающих из пластов или в пласты с различной начальной температурой.

При выделении интервалов притока и приемистости, определении местоположения отдающих пластов и установлении обводненных интервалов в добывающих скважинах, прослеживании температурного фронта закачиваемых вод применяют термометры с разрешающей способностью не менее 0,01 °С (высокочувствительная термометрия). При установлении естественного теплового фона, исследовании нагнетательных скважин, определении интервалов интенсивных перетоков, мест нарушения эксплуатационных колонн и лифтовых труб, контроле за внутрипластовым горением, паротепловым воздействием и термозаводнением применяют термометры с разрешающей способностью 0,1—0,3 °С (обычная термометрия).

Данные обычной и высокочувствительной термометрии позволяют: 1) определять интервалы притока и приемистости пластов; 2) оценивать относительные дебиты и пластовые давления совместно эксплуатируемых отдающих пластов в интервалах смешивания для однофазных потоков однородных флюидов; 3) оценивать относительные приемистости отдельных поглощающих интервалов в нагнетательных скважинах; 4) выявлять межпластовые перетоки по стволу скважины в действующих и остановленных скважинах; 5) контролировать различные процессы в пластах (движение закачиваемой или отбираемой жидкости, газа; тепловое, термобарохимическое воздействие и др.); 6) выявлять законные перетоки флюидов; 7) исследовать герметичность обсадных колонн и фонтанных труб.

При изучении эксплуатационных характеристик пластов и процессов вытеснения нефти и газа из них широко используется радиометрия скважин: ГМ, НГМ, ННМ-Т, ИННМ, методы меченых атомов. Для уточнения профиля притока (приемистости) пласта в сложных случаях привлекаются методы индикации радиоактивными изотопами или элементами с аномальными нейтронными свойствами. Кислородный

метод КАНГМ позволяет установить интервалы притока воды из перфорационных отверстий независимо от минерализации пластовой жидкости и выявить затрубную циркуляцию флюидов (см. гл. V).

По данным комплекса рассмотренных выше методов строят профили притока или приемистости флюидов, причем основой для их построения являются данные расходомерии.

§ 12. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТАВА ФЛЮИДОВ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ

Флюиды, которые заполняют стволы работающих или остановленных эксплуатационных скважин, представляют собой смеси нефти, газа, воды и глинистого раствора с преобладанием того или иного компонента. Физические свойства таких смесей изменяются в широких пределах: например, плотность колеблется от 0,1 до 1,4 г/см³, удельное электрическое сопротивление — от 0,01 Ом до ∞, относительная диэлектрическая проницаемость — от 1 до 80 отн. ед. Смеси различаются также по своей структуре. Для водонефтяной и газовой смеси характерны две основные структуры потока: гидрофильная смесь (нефть или газ диспергированы в виде капель или пузырьков в воде) и гидрофобная смесь (вода диспергирована в нефти или газе).

Промежуточная структура названа инверсионной. Переход одного типа смеси в другой характеризуется резким изменением физических свойств. На диаграммах эти изменения фиксируются скачком и интерпретируются как водонефтяной раздел (ВНР) или газовой раздел (ГВР) в стволе скважины. Эти различия физических свойств флюидов позволяют применить для определения их состава и структуры геофизические методы исследования скважин.

Наибольшее применение в практике работ получили методы резистивиметрии, диэлектрической влагомерии, гамма-гамма-плотностеметрии, градиент-манометрии и активации нейтронами ядер химических элементов.

Метод резистивиметрии основан на измерении удельного электрического сопротивления или электропроводности флюида, заполняющего ствол скважин. Для этой цели используют одноэлектродные резистивиметры на постоянном токе при измерении ρ и бесконтактные индукционные резистивиметры при измерении a [3].

Применяют следующие масштабы записи диаграмм a : 0,05—0,2 См/м на 1 см при поступлении воды с $a_n < 5$ См/м и 0,5—2,5 См/м на 1 см при $a_n > 5$ См/м. Масштаб глубин 1:200, скорость записи — 400–600 м/ч. В фонтанирующей скважине измерения выполняют при спуске прибора с охватом 10—20 м интервала подъемных труб, фильтра и зумпфа до уровня осадка.

Данные индукционной резистивиметрии используют для решения следующих задач: 1) определения положения водонефтяного и газо-

водяного разделов; 2) разделения смесей на гидрофильные и гидрофобные; 3) установления структуры потока гидрофильной смеси; 4) выделения притоков воды и нефти (газа) в гидрофильную смесь и струйной воды в гидрофобную смесь; 5) выделения инверсионного типа структуры потока.

Диэлектрическая влагометрия основана на изучении диэлектрической проницаемости флюидов в стволе скважины. Поскольку диэлектрическая проницаемость воды на порядок больше диэлектрической проницаемости нефти и газа, то повышение содержания воды в нефти и газе существенно увеличивает диэлектрическую проницаемость смесей, поэтому имеется возможность оценивать их процентное соотношение.

Для измерения диэлектрической проницаемости флюидов используют скважинные влагомеры, представляющие собой LC-генератор, в колебательный контур которого включен измерительный конденсатор проточного типа. Между обкладками конденсатора протекает водонефтяная или водогазовая смесь, которая меняет емкость датчика, а изменения емкости преобразуются в сигналы разной частоты.

Существуют пакерные и беспакерные влагомеры. Беспакерные влагомеры используют для качественной оценки состава флюидов, пакерные — для количественных определений содержания нефти, газа, воды в смеси.

Пакерный влагомер позволяет фиксировать притоки нефти (газа) в гидрофильную смесь и обнаруживать обводненность продукции в скважинах с дебитом ниже 100 м³/сут. Наилучшие результаты определения состава смеси получают при содержании воды в флюиде от **2 до 80 %**.

Масштаб записи выбирают равным 0,5—1,0 кГц/см. Скорость записи влагомером при детальных исследованиях 100—300 м/ч, при общих — 1000—1500 м/ч. Влагограммы получают по результатам непрерывной и точечной записи. Непрерывная запись влагограммы осуществляется с закрытым пакером при спуске прибора, точечная — с полностью открытым пакером. При перемещении прибора с точки на точку пакер прикрывают. На каждой точке проводят не менее трех измерений, при неустойчивых показаниях берут среднее значение.

Влагомеры градуируют для конкретного месторождения с помощью эталонировочного устройства в смесях воды с нефтью или воды с газом от 0 до 100 % через каждые 10%.

Данные диэлектрической влагомерии позволяют решать следующие задачи: 1) определять состав флюидов в стволе скважин; 2) выделять интервалы обводнения продуктивных пластов; 3) выявлять интервалы притока в скважину нефти, газа и воды; 4) устанавливать места негерметичности колонны; 5) совместно с данными расходомерии находить количество воды в нефти и воды в газе.

Гамма-гамма-плотностеметрия основана на изучении плотности

флюидов в стволе скважины с помощью гамма-гамма-метода в его селективной модификации по поглощению гамма-квантов. Определение плотности флюида базируется на зависимости интенсивности рассеянного гамма-излучения от эффективного атомного номера изучаемой среды, состоящей из различных химических элементов. При ограничении энергии излучения сверху величиной 1 МэВ, а снизу — величиной, при которой комптон-эффект в среде на два порядка больше фотоэффекта, результаты измерений гамма-гамма-методом отражают плотностную характеристику среды.

Разработаны две модификации гамма-гамма-плотностеметрии: по просвечиванию гамма-квантами слоя флюида, находящегося между источником и детектором (ГГМ-П) и по рассеянию гамма-квантов окружающим прибором флюидом (ГГМ-Р) [5].

По данным ГГМ-П определяют плотность смеси на участке длины зонда (локальный метод), по результатам измерений ГГМ-Р оценивают среднюю плотность смеси по всему сечению колонны (объемный метод).

Методом ГГМ-П исследуют перфорированные интервалы, не перекрытые трубами, измерения ведут от забоя до воронки лифтовых труб и в лифтовых трубах в интервале около 10 м. В насосных скважинах запись диаграмм осуществляется до глубины подъема насоса.

Совместно методами ГГМ-Р и ГГМ-П исследуют перфорированные интервалы, перекрытые лифтовыми трубами. Измерения проводят от зумпфа и выше по стволу скважины на 10 м от верхних перфорационных отверстий.

Запись диаграмм ведется при подъеме приборов, скорость регистрации диаграмм 50—100 м/ч при детальных исследованиях в масштабе глубин 1:200 и 400—600 м/ч при общих исследованиях в масштабе 1:500.

Приборы градуируют в эталонировочных устройствах в средах различной плотности. С помощью градуировочного графика

$$I_{\gamma\gamma}/I_{\gamma\gamma B} = f(\delta_{\text{см}}),$$

где $I_{\gamma\gamma}$ — измеренные значения интенсивности рассеянного гамма-излучения в эталонной смеси; $I_{\gamma\gamma B}$ — показания прибора в пресной воде, на плотностеграмму наносят шкалу в единицах плотности $\delta_{\text{см}}$.

Используя данные гамма-гамма-плотностеметрии, решают следующие задачи: 1) определение состава жидкости в стволе скважины; 2) выявление интервалов и источников обводнения; 3) установление интервалов притока в скважину нефти, газа, воды в комплексе с методами расходомерии и термометрии при оценке эксплуатационных характеристик пласта; 4) изучение технического состояния скважин — выяснение мест отложений парафина, солей, участков ценообразования и др.; 5) определение положения элементов технологичес-

кого оборудования — глубины установки пакера гидроперфоратора, муфтовых соединений, воронки лифтовых труб и т.д.

Определение типа флюида по данным градиент-манометрии основано на зависимости приращения давления Δp в скважине от плотности флюида ρ_{ϕ} , находящегося между измерительными датчиками:

$$\Delta p = \rho_{\phi} D / 5, \quad (25)$$

где D — расстояние между датчиками; g — ускорение свободного падения.

Если выразить D в метрах, Δp в мегапаскалях, то плотность флюида (в кг/м^3) на основании уравнения (25)

$$\rho_{\phi} \approx 10^5 \Delta p / \Delta l.$$

Величину Δp в скважине измеряют градиент-манометром [18]. Диаграмма градиент-манометрии записывается в масштабе плотности флюида.

Распределение воды вдоль ствола скважины может быть установлено методом нейтронного активационного анализа (МНА), основанного на активации ядер натрия ^{23}Na и кислорода ^{16}O быстрыми нейтронами и последующей регистрации интенсивности жесткого гамма-излучения γ_a .

В случае минерализованных пластовых вод ядра натрия активируют, применяя либо генератор нейтронов, либо ампульные источники нейтронов; при этом возникает реакция $^{23}\text{Na}(n, p) \ ^{24}\text{Na}$. Облучение жидкости и часть измерений необходимо проводить при остановке скважины.

Наиболее распространен метод, основанный на активации нейтронами ядер кислорода, получивший название кислородно-активационный нейтронный гамма-метод (КАНГМ), или сокращенно — кислородный метод. Пороговая реакция $^{16}\text{O}(n, p) \ ^{16}\text{N}$ эффективна лишь на быстрых нейтронах с энергией больше 10 МэВ, поэтому КАНГМ требует применения генераторов нейтронов. Активация ядер кислорода, осуществляемая с помощью генератора нейтронов ИГН-6М, который вырабатывает нейтроны энергии 14 МэВ, основана на реакции



которая происходит лишь вблизи источника нейтронов, где они сохраняют высокую энергию.

Регистрируются возникающие при распаде изотопа азота ^{16}N гамма-кванты, имеющие высокую энергию (6,13 и 7,12 МэВ) которая превышает в 2 раза и более энергию гамма-квантов естественного излучения горных пород и других радиоактивных изотопов в скважине, пласте и приборе. По интенсивности вторичного гамма-излучения $I_{\text{КАНГМ}}$

можно определить содержание кислорода в окружающей среде. Глубина КАНГМ невелика (не более 20 см), что позволяет исследовать состав флюидов в колвнне и затрубном пространстве при минимальном влиянии окружающих пород.

КАНГМ имеет следующие преимущества перед методом наведенной активности по натрию: 1) позволяет изучать состав флюидов в работающей скважине без ее остановки, так как изотоп ^{16}N обладает малым периодом полураспада (7,3 с), что дает возможность получать достаточную интенсивность гамма-излучения высокой энергии; 2) позволяет эффективно исследовать скважины с пресными или слабоминерализованными пластовыми водами.

При применении кислородного метода используются скважинные установки двух типов — однозондовая и двухзондовая. В однозондовой установке различают прямой зонд (детектор гамма-квантов расположен относительно источника нейтронов по ходу движения исследуемого флюида) и противоположный ему — обращенный зонд. Если детектор помещается выше нейтронной трубки, зонд называется верхним, если ниже — нижним. В двухзондовой установке детекторы размещаются по обе стороны от источника нейтронов.

В стволе эксплуатационных скважин, не перекрытых лифтовыми трубами, флюид перемещается снизу вверх, и прямым зондом является верхний. Если исследуемый интервал перекрыт лифтовыми трубами, движение флюида в межтрубном пространстве может быть направлено и вниз (при эксплуатации скважины через лифтовые трубы), и вверх (при эксплуатации скважины по межтрубью). В первом случае прямым зондом является нижний, во-втором — верхний.

В однозондовой установке обычно используют прямой зонд, который может быть и нижним и верхним в зависимости от условий проведения измерений. Длина зондов: прямого — 50 см, обращенного — 25 см.

Перед измерениями приборы эталонируют в типовой колонне, помещенной в цементный блок толщиной не менее 30 см. Колонну заполняют пресной водой. Для однозондового прибора определяют отношение $\frac{I_{\text{КАНГМ}}}{I_{\text{ИНГМ}}} = \frac{I_{\text{пр}}}{I_{\text{обр}}}$ для двухзондового — $\frac{I_{\text{пр}}}{I_{\text{обр}}}$ — отношение интенсивностей скоростей счета гамма-квантов в неподвижной эталонной водной среде; $\frac{I_{\text{КАНГМ}}}{I_{\text{ИНГМ}}}$ — интенсивности гамма-излучения в кислородном и импульсном нейтронном гамма-методе; $\frac{I_{\text{пр}}}{I_{\text{обр}}}$ — интенсивности гамма-излучения, замеренные прямым и обращенным зондами в неподвижной воде в эталонном устройстве.

Диаграммы кислородного метода могут быть получены как в результате непрерывной записи интенсивности гамма-излучения, так и по данным точечных измерений. Интервалы точечных замеров должны охватывать участки резких изменений показаний $\hat{\text{КАНГМ}}^{\text{на}} \text{Д}^{\text{нат}} \text{Р}^{\text{ам}}$ мах непрерывной записи. Кроме того, измерения проводят на несколь-

ких точках в интервалах между перфорированными пластами, выше интервала перфорации и в зумпфе. Точечные измерения выполняют с шагом 0,5 м. Исследования ИНГМ осуществляются одновременно с КАНГМ.

Положение водонефтяного или газовойдяного раздела, места притоков воды в скважину могут быть достаточно надежно установлены по диаграмме кислородного метода, полученной одним зондом. Для оценки содержания воды и нефти (газа) в смеси и скорости движения флюида необходимы два замера — прямым и обращенным зондами. Исследования проводят в фонтанирующей скважине в перфорированных участках и призабойной зоне, где обычно имеется неподвижная вода. В случае перекрытия интервала исследования насосно-компрессорными трубами на время измерений скважину переводят в режим фонтанирования по межтрубному пространству.

Первая кривая $\hat{\text{КАНГМ}}$ регистрируется при спуске прибора (счетчик гамма-квантов расположен над источником нейтронов), вторая — при подъеме. Скорость записи необходимо выбирать так, чтобы максимально обеспечить нулевую относительную скорость потока флюида и прибора в интервале водоотдающего пласта.

Данные КАНГМ позволяют решать следующие задачи: 1) определять границы подвижной и застойной воды; 2) устанавливать водонефтяной и газовойдяной разделы в стволе скважины; 3) выявлять интервалы притока воды в эксплуатационной скважине из перфорационных отверстий и мест негерметичности обсадных колонн; 4) устанавливать зоны затрубной циркуляции воды; 5) оценивать скорость движения воды по стволу скважины.

§ 13. МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Контроль технического состояния эксплуатационных, контрольных и нагнетательных скважин осуществляется комплексом геофизических методов непосредственно после окончания их бурения и цементирования обсадной колонны, а также на протяжении всего времени жизни скважины. В открытом стволе этих скважин проводят измерения традиционными методами (инклинометрия, кавернометрия, профилометрия); в обсаженных — используются цементометрия, дефектометрия, притокометрия и др. При этом решаются следующие задачи: 1) определение качества цементирования обсадных колонн и состояния цементного камня во времени; 2) установление местоположения муфтовых соединений колонн, их участков перфорации, толщины и внутреннего диаметра; 3) выявление дефектов (отверстий, трещин, вмятин) в обсадных и насосно-компрессорных трубах; 4) определение мест притока (поглощения) и интервалов затрубной циркуляции флюидов; 5) контроль за установкой глубинного оборудования; 6) выявление

участков и оценка толщины парафиновых и солевых отложений в межтрубном пространстве; 7) установление уровня жидкости в межтрубном пространстве; 8) выяснение мест пенообразования и др.

Дефекты в первоначальной конструкции скважины могут возникнуть из-за коррозии стальной колонны, разрушения цементного камня и ухудшения сцепления его с породой и колонной в результате прострелочно-взрывных работ, а также под воздействием агрессивных пластовых и закачиваемых флюидов. При извлечении углеводородов из пласта они частично выделяют парафин, смолы и соли, образуя на поверхностях насосно-компрессорных труб и эксплуатационной колонны парафиновые и солевые пробки, что приводит к снижению дебитов нефти и газа. Вследствие нарушения герметичности колонны и цементного кольца в скважину может поступать посторонний флюид, не связанный с выработкой конкретного продуктивного пласта, или же нагнетаемая жидкость будет уходить за пределы намечаемого для закачки объекта.

Для контроля технического состояния обсаженных перфорированных и неперфорированных, действующих и остановленных скважин в зависимости от условий проведения измерений применяются специальные комплексы геофизических методов - электрических, магнитных, ядерных, акустических, термических, механических. Часть этих методов — их физические основы, используемая аппаратура, методики проведения исследований, решаемые задачи — рассмотрены в §§ 10—12, здесь же приведены сравнительно подробные сведения о других специальных методах, используемых для контроля технического состояния скважин.

Среди электрических методов наибольшее применение получили обычная и индукционная резистивиметрия и диэлькометрическая влагометрия для определения мест негерметичности обсадных колонн (см. § 12).

Электромагнитные методы включают индукционную дефектometriю и магнитную локацию обсадных труб.

Индукционная дефектometрия заключается в наведении в металлических трубах вторичных вихревых токов определенной частоты и измерении составляющих электромагнитного поля приемными катушками. Активная составляющая поля зависит от электропроводности трубы, неактивная составляющая поля определяется ее магнитной проницаемостью. Эти составляющие электромагнитного поля имеют разный фазовый сдвиг относительно фазы возбуждающего тока в генераторной катушке. Поскольку на электропроводность трубы влияют трещины, разрывы, а магнитная проницаемость связана с различием диаметров приемной катушки и колонны (смятия, вздутия), то измерения величин обеих составляющих поля позволяют судить о наличии локальных дефектов в обсадных трубах.

На этом принципе — электромагнитной дефектоскопии — основана работа дефектомера скважинного индукционного (ДСИ) [3].

Магнитная локация обсадных труб основана на изменении магнитной проводимости обсадных труб вследствие нарушения их сплошности. При этом измеряют ЭДС, возникающую в цепи приемной катушки при ее движении* Величина сигнала зависит от степени нарушения сплошности колонны, ее диаметра, магнитной характеристики, скорости перемещения прибора и его конструкции. Скорость перемещения прибора при локации интервала перфорации 200—300 м/ч.

Магнитный локатор применяют для установления положения муфтовых соединений колонны, точной привязки показаний других приборов к положению муфт, взаимной привязки показаний нескольких приборов, глубины спуска лифтовых труб, положения забоя, определения интервала перфорации и выявления мест нарушения (разрывы, трещины) обсадных колонн.

Другой способ контроля участков перфорации обсадных колонн основан на предварительном (до перфорации) намагничивании труб и регистрации после перфорации величины намагниченности колонны. Интервал перфорации отмечается существенным уменьшением намагниченности обсадной колонны.

Из ядерных методов при контроле технического состояния скважин наиболее широкое применение получили гамма-гамма-метод, нейтронный гамма-метод, метод плотности тепловых нейтронов, кислородный метод и метод изотопов.

Гамма-гамма-метод используется для контроля качества цементирования скважин и технического состояния обсадных колонн.

Качество цементирования скважин оценивают по зависимости интенсивности рассеянного гамма-излучения от плотности изучаемой среды. Поскольку плотности цементного камня $\gamma_{\text{ц}} = 1,8-2,0$ г/см³ и промысловочной жидкости $\gamma = 1,2-1,3$ г/см³ значительно различаются, а интенсивность вторичного гамма-излучения / при работе с заинверсионными зондами находится в обратной зависимости от плотности среды, то на регистрируемой кривой ГГМ четко выделяются участки с цементом (показания Γ понижены по сравнению с интервалами, содержащими за обсадной колонной промысловую жидкость).

Применяют два типа скважинных приборов, называемых гамма-цементомерами (дефектомерами): многоканальный с тремя или четырьмя детекторами, расположенными симметрично относительно оси зонда и взаимно экранированными, и одноканальный с вращающимся в процессе измерений с заданной угловой скоростью экраном, который обеспечивает коллимацию гамма-излучения в радиальном направлении в пределах 30—50°. Используют зонд длиной 40 см и применяют источник гамма-излучения ¹³⁷Cs. Совокупность кривых, зарегистрированных многоканальным прибором, носит название цементограммы; кривая, записанная одноканальным прибором, называется круговой цементограммой, а эта же кривая, полученная в масштабе Длины окружности скважины при остановке зонда на заданной глубине

с равномерной протяжкой ленты регистратора, называется дефектограммой.

Изучение технического состояния обсадных колонн с помощью ГГМ основано на регистрации рассеянного колонной гамма-излучения с помощью зонда малой длины (9—12 см) и использовании источников мягкого гамма-излучения (^{170}Tm , ^{137}Cs). Приборы, основанные на таком принципе измерений I_{γ} , называются гамма-толщиномерами, а получаемые при этом диаграммы — толщинограммами. Благодаря применению источника мягкого гамма-излучения, хорошей его коллимации и малой длине зонда показания гамма-толщиномера зависят в основном от толщины стенки стальной колонны и практически свободны от влияния промывочной жидкости и среды затрубного пространства.

Для получения цементограмм и толщинограмм используется следующая аппаратура: СГДТ-2, СГДТ-3 и комплексный прибор ЦМГА-2.

Скважинный гамма-дефектомер-толщиномер СГДТ-2 предназначен для одновременного определения качества цементирования обсадной колонны и толщины ее стенок.

Прибор СГДТ-3 предназначен для одновременного определения качества цементирования скважины и технического состояния обсадных колонн диаметром 146—168 мм. Он обеспечивает получение четырех независимых диаграмм: 1) толщинограммы — для определения средней по периметру толщины стенки обсадных труб; 2) интегральной цементограммы — для определения средней по периметру плотности вещества в затрубном пространстве; 3) селективной цементограммы — для качественной оценки эксцентриситета обсадной колонны и плотностной неоднородности вещества в затрубном пространстве; 4) диаграммы ГМ — для привязки муфт обсадной колонны к разрезу скважины. Регистрируются показания I_{γ} по периметру в виде кривых по четырем образующим.

Аппаратура контроля цементирования скважин ЦМГА-2 служит для определения качества цементирования обсадных колонн наружным диаметром 146—168 мм и их технического состояния, а также для привязки положения муфт колонны к литологическому разрезу с помощью комплекса радиометрии и акустического метода.

Одновременно регистрируются следующие параметры: 1) толщина обсадной колонны и интегральное распределение цемента; 2) коэффициенты затухания продольной волны по колонне a_k и по породе a_n , а также интервальное время Δt на базе зонда s ; 3) время распространения упругой волны от излучателя к дальнему приемнику t_0 и амплитуда волны по колонне A_k и по породе A_n на длине от дальнего приемника.

Перед работой цементомеры и дефектомеры градуируют с помощью специальных эталонированных устройств. Масштаб записи выбирают на основании данных эталонировки. Скорость записи цемента-

грамм 350 м/ч, дефектограмм — 300—500 м/ч. Масштаб глубин — 1 : 500 и 1 : 200.

Для определения положения в скважинах пакеров, глубины спуска насосно-компрессорных труб, положения уровня жидкости, интервалов и толщины парафиновых и солевых отложений, участков ценообразования используются радиоактивные методы (НГМ, ННМ-Т, ГГМ), основанные на известных физических предположениях.

Для определения интервалов затрубной циркуляции флюидов используется кислородный метод КАНГМ.

Качество цементирования скважин можно оценить методом радиоактивных изотопов с замерами двух кривых гамма-метода (до закачки активированного изотопами цемента и после закачки по стандартной методике).

Метод индикации элементами с аномальными нейтронными свойствами (ММА-Н) позволяет выявить негерметичность цементного кольца и установить интервал затрубной циркуляции флюидов.

Акустические методы применяются для оценки качества цементирования скважин и определения технического состояния обсадных колонн.

Акустическая цементометрия основана на изучении перераспределения энергии поля упругих колебаний между обсадной колонной, цементным камнем и окружающими горными породами. В зависимости от характера акустических контактов между указанными средами энергия упругого импульса может быть сосредоточена преимущественно в одной из них.

Для проведения измерений в скважинах применяют акустические цементомеры, которые позволяют регистрировать амплитуды продольной волны по колонне A_k , по породе A_n , среднее интервальное время распространения волны по породе t и по колонне t_k .

Максимальные значения A_k и минимальные A_n соответствуют интервалам полного отсутствия цемента за колонной или плохого качества цементирования, низкие A_k и высокие A_n присущи интервалам хорошего качества цементирования.

Для измерения амплитуд колебаний продольной волны, идущей по колонне, по породе, и ее времени пробега в различных средах разработаны акустические цементомеры типа АКЦ.

Качество цементирования скважин можно определять также с помощью аппаратуры акустического метода типа СПАК и низкочастотной акустической аппаратуры АКН-1 по фазокорреляционным диаграммам и волновым картинам (аппаратура АКР-1, ИФКД-1).

Состояние обсадных колонн и насосно-компрессорных труб (разрывы, смятия), число и местонахождение перфорационных отверстий, а также муфтовых соединений могут быть установлены по результатам исследований скважинным акустическим телевизором (САТ) [3]. Он предназначен для исследования скважин с помощью фотогра-

фий, получаемых с экрана кинескопа в виде изображения развертки стенки скважины. Его работа основана на получении отраженного акустического сигнала ультразвуковой частоты от стенки скважины. Вращающийся в горизонтальной плоскости акустический луч позволяет детально исследовать состояние поверхности стенки скважины. Амплитуда отраженного сигнала зависит от акустического волнового сопротивления стенки скважины и величины затухания сигнала в заполняющей скважину жидкости.

Прибор позволяет проводить исследования в непрозрачной среде, заполненной нефтью, водой или глинистым раствором плотностью до $1,25 \text{ г/см}^3$, и получать непрерывную каршну состояния ствола скважины. Дефекты, перфорационные отверстия на фотобумаге отмечаются темными участками.

Методы термометрии используются для выявления затрубных циркуляций, определения мест негерметичности обсадной колонны и лифтовых труб, определения глубины и интервалов разгазирования нефти, установления уровня жидкости в скважине и мест смены диаметра скважины и колонны. Исследования ведутся термометрами ТЭГ-36, ТР7-651, ТР7-341, термометром-индикатором расхода Т4 и СТД.

Механические методы, к которым относятся микрокавернометрия и механическая расходометрия, позволяют оценить изменение диаметра обсадных колонн с помощью микрокаверномера и установить места негерметичности обсадных труб посредством механического расходомера.

§ 14. ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Геофизические исследования эксплуатационных и нагнетательных скважин имеют свои специфические особенности, которые связаны с оборудованием устья скважин, спуско-подъемом скважинных приборов, требованиями к их габаритам, методикой проведения самих исследований.

По условиям спуско-подъема скважинных приборов все скважины подразделяются на две группы: неработающие и действующие. В группу неработающих скважин входят: обсаженные и зацементированные, выходящие из бурения или капитального ремонта, до их перфорации; контрольные с неперфорированными пластами; остановленные фонтанные и насосные с извлеченным из ствола технологическим оборудованием (до или после капитального ремонта); пьезометрические. К группе действующих скважин относятся эксплуатационные со штанговыми глубинными или с электропогружными насосами, нагнетательные,

эксплуатационные с применением фонтанного или компрессорного способов добычи углеводородов.

В неработающих скважинах устье негерметизировано и ствол скважины свободен для прохождения скважинных приборов большого диаметра, предназначенных для работы в обсадных колоннах. Неперфорированные скважины обычно заполнены однородной промывочной жидкостью. При работе в остановленных скважинах из-за отсутствия буровой вышки для подъема и спуска скважинных приборов используется специальное спуско-подъемное оборудование (передвижная вышка, тренга или трактор-подъемник).

Особые сложности при проведении геофизических исследований возникают в действующих скважинах. Действующие скважины могут быть без повышенного и с повышенным давлением на устье скважины. Повышенное давление на устье отмечается в фонтанных, компрессорных и нагнетательных скважинах, а также в скважинах с работающими штанговыми или электропогружными насосами. Отсутствие повышенного давления на устье действующих скважин может наблюдаться после отключения штанговых и электропогружных насосов, а также в нагнетательных скважинах в период прекращения закачки воды.

В случае проведения геофизических исследований действующих скважин с повышенным давлением на устье используется специальное устьевое оборудование — лубрикатор, позволяющий производить спуск и подъем скважинного прибора в лифтовые трубы или межтрубное пространство без разгерметизации устья скважины. Лубрикатор (рис. 18, а) состоит из трубы 2, которая является приемной камерой и одним концом крепится к фланцу 1 фонтанной арматуры. Верхний конец трубы снабжен уплотнительным устройством 3, состоящим из одного-двух сальников, набранных из металлических и нефтестойких резиновых колец. При подготовке к исследованиям скважинный прибор помещается в приемную камеру 2 (трубу) и подсоединяется к кабелю 8, предварительно пропущенному через уплотнительное устройство 3. Затем открывают подлубрикаторную задвижку и опускают прибор в скважину. Движение кабеля осуществляется через верхний 4 и нижний 7 ролики, закрепленные на кронштейнах 5 и 6. При больших давлениях на устье приборы снабжаются грузами, а лубрикаторы — устройствами для принудительного проталкивания кабеля. Длина лубрикатора должна быть больше максимальной длины скважинного прибора с грузом. Лубрикаторы могут быть стационарными или установленными на передвижной вышке.

Скважины, оборудованные штанговыми глубинными насосами (рис. 18, б), исследуются с помощью малогабаритных приборов 10, опускаемых в серповидное межтрубное пространство между эксплуатационной колонной 13 и насосно-компрессорными трубами 14 через отверстие в эксцентричной план-шайбе 75, снабженной сальниковым устройством 3. Верхний направляющий ролик 4 крепится на верти-

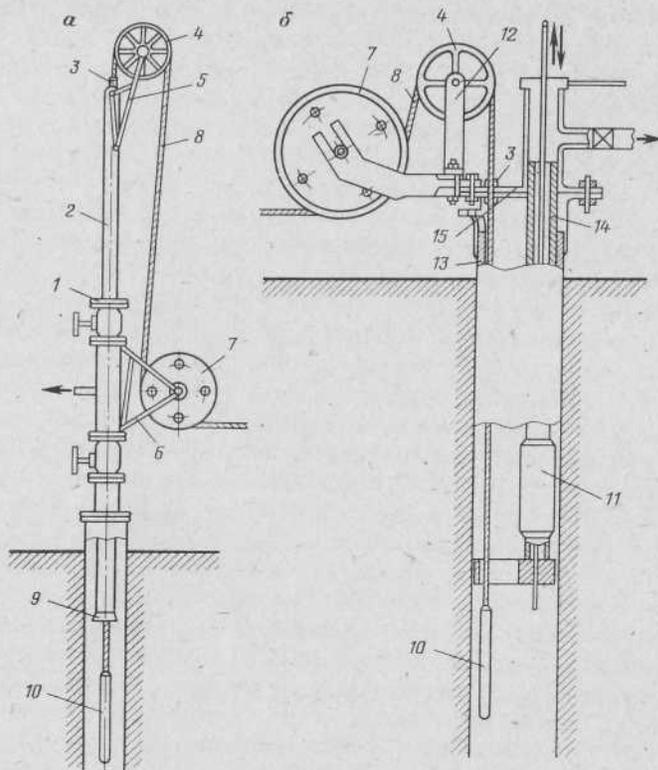


Рис. 18. Схема оборудования устья скважин для проведения геофизических исследований фонтанирующей (а) и глубиннонасосной (б) скважин

кальной опоре 12, положение которой регулируется болтами так, чтобы кабель свободно проходил через отверстие в план-шайбе.

При работе в фонтанных, компрессорных, нагнетательных скважинах прибор спускается в лифтовые трубы. Обычно лифтовые трубы приподняты над интервалом перфорации и изучается прискважинное пространство в эксплуатационной колонне ниже воронки лифтовых труб 9.

Геофизические исследования в скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосами, проводятся приборами, спущенными в межтрубное пространство, в эксплуатационной колонне ниже насоса 11. В скважинах, эксплуатирующихся погружными центробежными электронасосами, исследуется пространство выше насоса с помощью приборов, установленных в насосно-компрессорных трубах. Ниже насоса можно производить исследования лишь при условии спуска прибора перед насосом.

При работе в действующих скважинах к глубинным геофизическим приборам предъявляется жесткое требование в отношении их диаметра, чтобы обеспечить беспрепятственный их спуско-подъем в межтрубном пространстве или в насосно-компрессорных трубах. Поэтому используются скважинные приборы малого диаметра (25 — 42 мм).

Таким образом, при исследовании процесса вытеснения нефти и газа в пласте остановленных и эксплуатационных скважин измерения проводятся в сложных технических условиях: через эксплуатационную колонну или через эксплуатационную колонну и насосно-компрессорные трубки приборами малого диаметра. Поэтому предъявляются повышенные требования к глубинности (радиусу) исследования методов ГИС и точности учета влияния скважинных условий на регистрируемые величины.

При геофизических исследованиях большое внимание уделяется точному определению глубин — привязке по глубине диаграмм к муфтам обсадных колонн или к разрезу. С этой целью проводят измерения локатором муфт и ГМ или НГМ (ННМ-Т), так как данные этих методов позволяют осуществлять привязку к разрезу дополнительных меток на кабеле и тем самым обеспечивать высокую точность увязки всех диаграмм по глубинам.

В действующих скважинах спуско-подъемные операции глубинных приборов проводят с меньшими скоростями, чем в неработающих скважинах, для того, чтобы избежать аварийных ситуаций из-за сложных технологических скважинных условий.

При детальных исследованиях интервалов продуктивных пластов большинство измерений отдельными методами, например ГМ, ИННМ, ИНГМ, НГМ, ННМ-Т, механической и термокондуктивной расходомерии, плотностеметрии и другими, проводят дважды: записываются основная и контрольная диаграммы, допустимое расхождение между которыми регламентируется соответствующими инструкциями по каждому методу или группе методов. Записи проводят в крупном масштабе и с малой скоростью передвижения приборов с целью обеспечения большей детализации изучаемых интервалов и высокой точности регистрации измеряемых параметров. Для некоторых геофизических методов (механической расходомерии, ИНГМ, ИННМ) кроме непрерывных записей предусмотрена еще и точечная запись изучаемого параметра для более точной количественной интерпретации их данных.

Исследования скважин проводятся согласно техническим требованиям на подготовку и оборудование скважин для проведения промыслово-геофизических исследований при контроле за разработкой нефтяных месторождений [5, 21].

Для геофизических исследований скважин при контроле разработки нефтяных и газовых месторождений промышленностью выпускается комплексная промысловая автоматическая лаборатория

КОМПАС. Она предназначена для проведения геофизических и гидродинамических исследований в действующих нефтяных и газовых и нагнетательных скважинах через насосно-компрессорные трубы, а в скважинах, эксплуатируемых штанговыми насосами, через межтрубье без остановки работы скважины (см. рис. 18).

Лаборатория смонтирована на шасси автомобиля ЗИЛ-131 в геофизическом кузове СГК-7, разделенном на салон оператора и технологический отсек. В технологическом отсеке размещено спуско-подъемное оборудование: лебедка с двумя барабанами под кабель КГ-1-24-18 диаметром 6 мм и длиной до 5000 м для спуско-подъема скважинных приборов, скребковая проволока диаметром 1,8 мм длиной до 5000 м для спуска в скважину автономных приборов и другое вспомогательное оборудование. Спуско-подъемное оборудование позволяет исследовать скважины глубиной до 5000 м и обеспечивает скорость перемещений приборов от 100 до 5000 м/ч.

Лаборатория укомплектована телеизмерительной и регистрирующей аппаратурой АСТРА, позволяющей одновременно передавать пять частотных или четыре частотных и один импульсный сигнал по одножильному бронированному кабелю при работе с комплексными приборами и регистрировать их в аналоговой и цифровой формах.

При цифровой регистрации на цифропечать выводятся номер строки, время измерения, глубина погружения прибора, символ первого канала (измеряемого параметра), значение измеряемого параметра, символ второго канала и другие данные до последнего канала или номер строки, время измерения, глубина погружения прибора, значение одного выбранного для регистрации измеряемого параметра.

Лаборатория позволяет проводить измерения методами термометрии, расходомерии, давления, плотностеметрии, влагомерии, радиометрии.

Для исследования эксплуатационных и нагнетательных скважин разработан целый ряд комплексных скважинных приборов, позволяющих изучать две и более эксплуатационные характеристики пласта.

Преобразователь расходов и влажности "Кобра-36РВ" позволяет измерять за один спуско-подъем одновременно два параметра: расход (дебит) нефти и содержание воды в ней по отдельным пропласткам и пластам. Он рассчитан на работу с одножильным бронированным кабелем длиной до 5000 м.

Преобразователь расхода и влажности термостойкий РВТ-36 предназначен для измерения расхода (дебита) и содержания воды в нефти в условиях высоких температур (до 150 °С).

Прибор скважинный комплексный ПСК-1 позволяет регистрировать изменение скорости, температуры, состава флюида и измерять расход воды.

Автономный прибор АЦКМ-4 предназначен для измерения и регистрации давления, температуры, скорости потока газа или жидкости,

интенсивности гамма-излучения горных пород при исследовании газовых скважин. Аппаратура работает без кабельной связи с поверхностью, питание автономное от химических источников. Информация записывается на магнитную проволоку.

Разработан также комплекс средств метрологического обеспечения скважинных преобразователей влажности, расхода, температуры и давления, плотностемеров, резистивиметров, включающий следующие поверочные устройства: "Влага-Г" (для поверки приборов типа "Кобра-36РВ", ДВ-28), "Расход-1" (для поверки преобразователей расхода ГГД-4, РГД-5, ДГД-8 "Кобра-36Р"), "Топаз-ГГ" (для градуировки и поверки скважинных термометров ТЭГ-28, ТЭГ-36, Т4), "Топаз-ГМ" (для градуировки и поверки скважинных преобразователей давления), установка УКИ-2 (для поверки и градуировки скважинных плотностемеров ГПП-1М и ГПП-П), установка УПКК-2 (для градуировки и поверки скважинных резистивиметров) [8].

ГЛАВА III

КОНТРОЛЬ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ КОНТАКТОВ ВОДА-НЕФТЬ, ГАЗ-НЕФТЬ, ГАЗ-ВОДА И ВЫДЕЛЕНИЕ ОБВОДНЕННЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Контроль за продвижением контуров нефти и газа предусматривает решение таких вопросов, как определение первоначального положения ВНК, ГВК и ГНК, характера поверхности раздела водоносной и нефтегазоносной зон в пласте в процессе разработки залежи.

Контакты нефть—вода, газ—вода в природных коллекторах не являются четкими, поскольку наблюдается плавный переход от нефте- или газонасыщенной к водоносной части коллектора. При этом необходимо отметить, что переход от газонасыщенной части коллектора к водоносной более резкий, чем от нефтенасыщенной части. Это объясняется влиянием гравитационных и капиллярных сил на распределение флюидов в порах нижней части нефтенасыщенного или газонасыщенного коллектора. Так, при пересечении коллектора нефтегазовой залежи в ее водонефтяной части выявляют пять зон: 1) газовую шапку; 2) зону предельного нефтенасыщения, которая имеет максимальное $\kappa_{\text{в}}$, минимальное $\kappa_{\text{в}} = \kappa_{\text{в}}^{\wedge}$; 3) зону недонасыщения, в которой значения κ^{\wedge} и $\kappa_{\text{в}} = \kappa^{\wedge}$ по разрезу меняются от величин этих параметров в зоне предельного нефтенасыщения до их значений в переходной зоне коллектора; 4) переходную зону, в которой $A_{\text{н}} \cdot \frac{\rho_{\text{к}}}{\rho_{\text{в}}} = \kappa_{\text{в}}^{\wedge}$ ме-

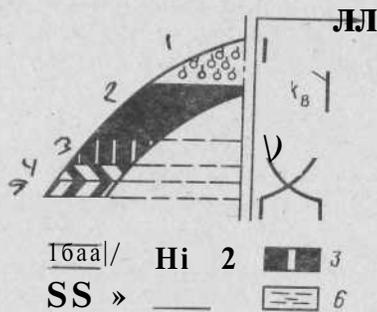


Рис. 19. Схема строения нефтяной залежи с газовой шапкой.

Зоны: 1 — газовая шапка, 2 — предельной нефтенасыщенности, 3-4 — недонасыщенности (подзоны: 3 — однофазного притока нефти, 4 — двухфазного притока нефти и воды), 5 — переходная, 6 — водоносная

няются до их значения в водоносном коллекторе; 5) водоносную ЗОНК коллектора, для которой $\kappa_n = 0$ и $\kappa_o = 1$ (рис. 19).

В настоящее время большинство месторождений нефти в нашей стране разрабатывают, поддерживая пластовое давление путем нагнетания воды в продуктивные пласты. Минерализация нагнетаемой воды изменяется в широких пределах: от равной минерализации пластовой воды (десятки — первые сотни граммов на литр) до минерализации пресных поверхностных вод с $C_o = 0,5$ г/л.

Эффективность выделения продуктивных пластов, обводненных в процессе разработки месторождения, по результатам геофизических исследований скважин зависит от применяемых способов внутриконтурного и законтурного заводнения, минерализации закачиваемой воды и стадий выработки пласта. Выявление обводненных продуктивных пластов в необсаженных, обсаженных перфорированных и неперфорированных скважинах методами ГИС имеет свои специфические особенности.

§15. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРВОНАЧАЛЬНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ВНК, ГВК И ГНК

В настоящее время единого мнения о том, что считать границей контакта нефть—вода, в литературе не существует. М.А. Жданов [2] предлагает условно устанавливать водонефтяной контакт (ВНК) посередине переходной зоны. Н.Н. Сохранов [2] — на 1,0—1,5 м выше переходной зоны. Б.М. Орлинский [4] считает за положение ВНК глубину, выше которой при испытании получают безводные притоки нефти. "Яо Б.Ю. Вендельштейну [11] за водонефтяной и газовой (ГВК) кой! такты следует принимать границу, расположенную в переходной зоне, выше которой при испытании получают промышленные притоки нефти или газа с небольшим количеством пластовой воды. Наиболее строгое определение ВНК и ГВК дал Б.Ю. Вендельштейн.

Положения ВНК, ГВК, газонефтяного контакта (ГНК) устанавливаются по данным комплексных промыслово-геофизических исследований

результатам опробования скважин: в необсаженных скважинах — главным образом методами сопротивления, реже — методами радиометрии и акустики; в обсаженных скважинах в основном методами радиометрии и отчасти — термометрии и акустики.

Водонефтяной контакт

При отсутствии переходной зоны и зоны недонасыщения или незначительной их мощности (доли метра) и малой зоне проникновения фильтра проточной жидкости ВНК устанавливают следующим образом [2].

1. По показаниям КС последовательных градиент-зондов достаточного больших размеров в случае однородных высокопроницаемых коллекторов наблюдается четкая граница между водой и нефтью. Положение ВНК определяется по точке, расположенной на $MN/2$ ($AB/2$) ниже точки РКтах (рис 20, а).

2. По показаниям КС потенциал-зондов больших размеров ВНК отмечается точкой, находящейся на $1/2$ ниже точки наибольшего значения градиента p_k (рис. 20, б),

В первых двух способах затруднения в определении ВНК возникают в случае присутствия в пласте или около него пропластков высокого сопротивления.

3. По кривым p_k микрозондов и p_z микрозондов СЭЗ граница ВНК проводится посередине участка подъема p_k или p_z , от водоносной части коллектора к нефтеносной (рис. 20, в). Этот способ особенно эффективен при толщине глинистой корки не более 2—3 см и позволяет устанавливать положение ВНК в тех случаях, когда в пласте присутствуют плотные пропластки и имеет место экранирование обычных зондов КС за счет соседних пластов высокого сопротивления.

4. На кривой p_z трехэлектродного экранированного зонда ВНК от-

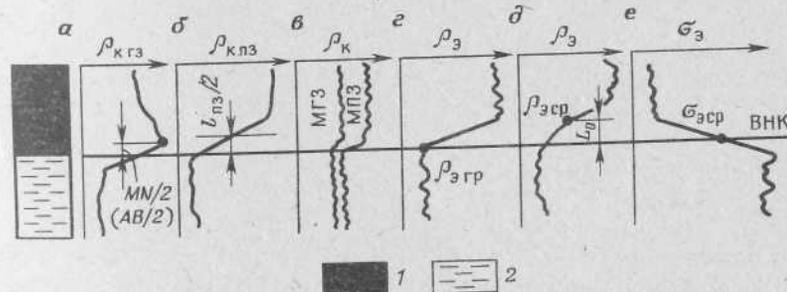


Рис. 20. Определение положения водонефтяного контакта по данным методов сопротивления и электропроводности.

1 — нефть, 2 — вода

бывается точкой, в которой

$$\rho_{\text{эгр}} = 2 \rho_{\text{эвм}} / (\rho_{\text{тах}} + \rho_{\text{эвм}})$$

где $\rho_{\text{тах}}$ — соответственно максимальное эффективное сопротивление в нефтеносной части пласта и эффективное сопротивление в водонасыщенной его части вблизи подъема кривой ρ_z (рис. 20, з).

5. На кривой семиэлектродного экранированного зонда ВНК соответствует точке, расположенной на расстоянии размера Z_0 зонда ниже точки среднего значения $\rho_{\text{эгр}} = (\rho_{\text{тах}} + \rho_{\text{эвм}})/2$ находящейся на участке подъема эффективного сопротивления (рис. 20, д).

6. На кривой a_z индукционного зонда ВНК определяется точкой, в которой $a_{\text{ср}} = (a_{\text{мин}} + a_{\text{эвм}})/2$ (рис. 20, е). Высокая вертикальная разрешающая способность и хорошая разрешающая способность индукционного метода в области низких сопротивлений позволяют с высокой достоверностью определять положение ВНК в маломощных интервалах разреза (от 0,8—1 м и выше) низкого сопротивления, особенно глинистого.

7. Положение водонефтяного контакта можно также устанавливать методами индикации радиоактивных изотопов и наведенной активности [5].

В случае коллекторов с высокой вертикальной проницаемостью в зоне ВНК наблюдается гравитационное перераспределение флюидов в прискважинной зоне пласта, в результате которого пресный фильтрат промывочной жидкости из объема зоны проникновения нефтеносной части перемещается в водоносную часть коллектора, подстилающую ВНК, повышая ее сопротивление и затрудняя определение ВНК по данным методов сопротивления. Без учета указанного явления положение ВНК по данным методов сопротивления можно понизить на 1-1,5 м по сравнению с истинным его положением [11]. Анализ данных радиометрии и других методов, полученных в обсаженной скважине после полного расформирования зоны проникновения, позволяет избежать этой ошибки.

При наличии переходной зоны и зоны недонасыщения положение ВНК определяется также по данным методов электрического сопротивления. В этом случае на основе анализа результатов опробования скважин устанавливают критическое значение $\rho_{\text{нкр}}$ для данного типа коллектора, которое соответствует границе между промышленным притоком нефти с небольшим количеством пластовой воды и непромышленным ее притоком. Положение ВНК определяется по глубинам, в которых измеренное $\rho_{\text{н}}$ равно $\rho_{\text{нкр}}$.

В случае сильно глинистых коллекторов для разделения нефтеносных и водоносных зон следует привлекать комплекс методов — сопротивления, потенциалов самопроизвольной поляризации, ядерных, акустических и др. [11].

Первоначальное положение ВНК в обсаженных скважинах радиометрическими и другими геофизическими методами определяют в случае полного исследования разреза скважины комплексом ГИС до ее обсадки или при доразведке верхних отложений, перекрывающих известные продуктивные горизонты и пройденных без своевременного достаточно изучения методами ГИС. Установление первоначального положения ВНК в обсаженных скважинах методами радиометрии и акустики аналогично контролю за перемещением ВНК в процессе разработки нефтяной залежи. Детально этот вопрос освещен ниже.

Газоводяной контакт

Газоводяной контакт в необсаженных скважинах устанавливается теми же способами, что и ВНК. При определении ГVK в обсаженных скважинах наиболее информативны нейтронные методы в силу резкого различия водородосодержания водоносных и газоносных коллекторов. Положение ГVK находят одним из следующих способов.

1. По началу увеличения показаний нейтронного гамма-метода или метода плотности тепловых нейтронов в случае слабоглинистых коллекторов и небольшой зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости (рис. 21, а).

2. По превышению показаний НГМ или ННМ-Т большого зонда /_{гб} по сравнению с малым зондом $I_{\text{мш}}$ (методика двухзондового НГМ или ННМ-Т) (рис. 21, б).

3. По наличию приращений на кривых НГМ или ННМ-Т, зарегистрированных в разное время зондами одной длины (методика временных

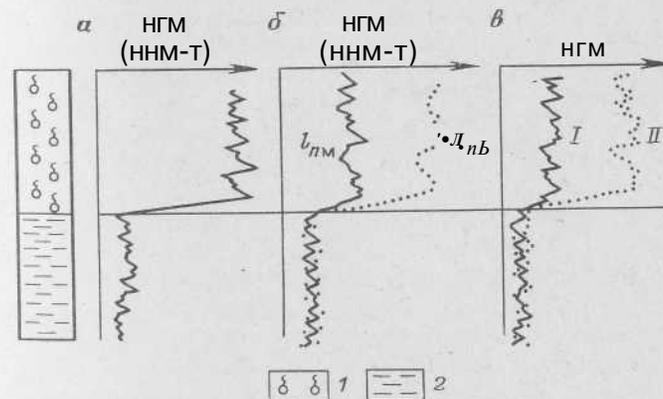


Рис. 21. Определение положения газоводяного контакта по данным нейтронных методов.

Замеры: / - до расформирования, // - после расформирования зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости; / — газ, 2 — вода

замеров). Этот способ особенно эффективен в случае пластов со значительной зоной проникновения (больше радиуса исследования зондов НГМ или ННМ-Т). Разделение газоносной и водоносной частей пласта основано на явлении расформирования зоны проникновения газоносного коллектора в обсаженной скважине (рис. 21, в).

При этом предпочтение отдается НГМ в силу его большего радиуса исследования и наличия плотностного эффекта на вторичное гамма-излучение из-за разности плотностей газоносного и водоносного пластов при идентичности их коллекторских свойств.

В особо сложных случаях определения ГVK возможно по данным ИННМ-Т (время жизни тепловых нейтронов в газоносной части разреза выше, чем в водоносной).

Уверенно ГVK отбивается по данным акустических методов, особенно при использовании их широкополосной модификации. Газоводяной контакт фиксируется снижением амплитуды продольных волн и увеличением амплитуды поперечных волн при переходе от газоносной к водоносной части пласта.

Газонефтяной контакт

Положение газонефтяного контакта в необсаженных скважинах по данным методов сопротивления установить нельзя, хотя имеется тенденция к увеличению удельного электрического сопротивления газоносного пласта по сравнению с сопротивлением нефтеносного при идентичности коллекторских свойств пластов.

В обсаженных и необсаженных скважинах ГНК можно определить следующими способами.

1. По наличию положительных приращений на кривых НГМ или ННМ-Т, полученных по методике временных замеров (рис. 22, а, б). Против нефтеносной части пласта показания интенсивности нейтронного гамма-излучения на разных кривых будут практически совпадать.

2. По времени жизни тепловых нейтронов в газоносной и нефтеносной частях пласта (рис. 22, в, г). В чистых газоносных коллекторах среднее время жизни тепловых нейтронов на 15–20 % больше, чем в однотипных нефтеносных коллекторах. Для установления положения ГНК в глинистых, песчаных и карбонатных коллекторах необходимо проводить повторные временные замеры ИННМ-Т. При этом газоносная часть пласта выделяется на кривых ИННМ-Т повышенными показаниями, полученными в более позднее время. Этот эффект вызван расформированием зоны проникновения промывочной жидкости.

Хорошие результаты определения ГНК получают при использовании метода двух временных задержек ИННМ. Сущность его заключается в том, что против заведомо нефтеносных и водоносных пластов наблюдаются одинаковые отклонения гальванометров, регистрирующих скорость счета тепловых нейтронов на двух временных задержках, разли-

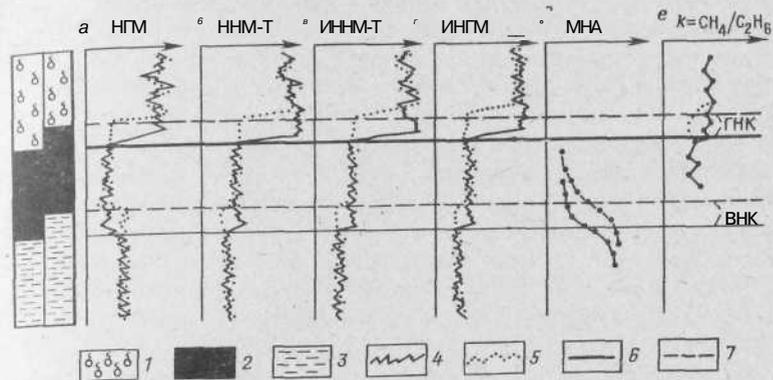


Рис. 22. Определение первоначальных и текущих положений водонефтяных и газонефтяных контактов по данным радиометрии и газометрии скважин.

1 — газ, 2 — нефть, 3 — вода, 4 — первичные замеры, 5 — повторные замеры, 6 — первоначальные положения ГНК и ВНК, 7 — текущие положения ГНК и ВНК

чающихся между собой на 400–600 мкс. Поскольку среднее время жизни тепловых нейтронов в газоносных пластах намного больше, чем в нефтеносных или водоносных, то первые будут отличаться значительными превышениями нормированных показаний на большей временной задержке по сравнению с малой. Так как ИННМ имеет больший радиус исследования, чем стационарные нейтронные методы (СНМ), включая и многозондовые, такой способ определения ГНК наиболее эффективен [5].

3. По данным геохимических методов исследования скважин. Увеличение отношения содержания этана к содержанию пропана $k = \text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_3\text{H}_8 > 1$ свидетельствует о газонасыщенности коллектора (рис. 22, е). Этот способ наиболее эффективен при установлении ГНК в сильно глинистых, песчаных и карбонатных коллекторах, где ядерные методы не позволяют расчленить газоносные и нефтеносные участки пласта.

4. По данным термометрии. Газоносная часть пласта выделяется отрицательной аномалией температуры.

5. По данным акустических методов. На кривых широкополосного акустического метода газоносная часть пласта характеризуется большим коэффициентом затухания продольной волны и малым поперечной волны по сравнению с нефтеносной частью пласта.

Установление положения ГНК или ГVK в неоднородных (по пористости и глинистости) коллекторах часто представляет собой трудную задачу. В этом случае дает эффект комплексирование данных нейтронных методов и гамма-метода. Построение единой палетки для определения ГНК в неоднородных коллекторах по этим данным затруднено из-за раз-

личной дифференцирующей способности радиоактивных методов, ВП, званной нестандартностью аппаратуры, несовершенством градуировки и другими причинами, а также из-за влияния диаметров скважины, приборов и обсадной колонны и их эксцентриситетов на регистрируемые параметры.

Более простым и надежным способом установления местоположения ГНК или ГВК в неоднородных коллекторах является использование корреляционных связей между показаниями нейтронных методов и гамма-метода, установленных для каждой скважины по нескольким интервалам заведомо нефте- и газонасыщенных коллекторов. Поскольку разрезы скважин исследуют нейтронными и гамма-методами одновременно, то погрешности измеряемых параметров, обусловленные эксцентриситетами прибора, колонны и другими возможными факторами, примерно одинаково влияют на определяемые величины и несущественно сказываются на устанавливаемых связях.

В общем случае связь между показаниями нейтронного гамма-метода и гамма-метода описывается уравнением

$$I_{n\gamma} = aI_{\gamma} + b + 2\sigma I, \quad (26)$$

где a и b — коэффициенты, зависящие от скважинных условий регистрации диаграмм; $I_{n\gamma}$, I_{γ} — показания нейтронного гамма-метода и гамма-метода; $\sigma = \pm (a/\gamma + \sigma_{n\gamma})$ — средняя квадратичная погрешность измерений показаний радиоактивных методов.

Разность показаний $D_{n\gamma} = I_{n\gamma} - I_{\gamma}$ нейтронного гамма-метода против газонасыщенных и нефтеносных пластов должна превышать погрешность измерений $\sigma_{n\gamma}$, т.е. $D_{n\gamma} > \sigma_{n\gamma}$. Для изучаемого пласта-коллектора по уравнению (26) рассчитывают предельное значение $I_{n\gamma}$ в случае его нефтенасыщения или водонасыщения и сравнивают с замеренным значением $I_{n\gamma}$ против этого пласта. Если зарегистрированное значение $I_{n\gamma}$ больше $I_{n\gamma}$, то пласт считается газонасыщенным. По глубине подошвы первого газонасыщенного пласта в разрезе залежи устанавливают положение ГНК или ГВК [9].

Имеется способ графического сопоставления $I_{n\gamma}$ и I_{γ} по отдельным скважинам с целью определения положения ГНК и ГВК [9]. В наиболее сложных ситуациях для определения положения ВНК, ГНК, ГВК используют данные испытателей пластов на трубах и кабеле.

§ 16. КОНТРОЛЬ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ВНК, ГНК И ГВК

Перемещения ВНК, ГНК, ГВК определяют при исследовании необсаженных оценочных скважин, контрольных и дополнительных скважин. Наиболее точные данные об изменении положения контактов получают в необсаженных и обсаженных неперфорированных скважинах по данным комплекса методов электрометрии и радиометрии. В обсаженных

копированных скважинах определение текущих положений ВНК, ГНК и ГВК затруднено из-за влияния динамических сил при скважинной удаленных частей пласта.

Контроль перемещения ВНК

Определение текущего положения ВНК по данным ГИС имеет свои особенности для обсаженных и необсаженных скважин в зависимости от генерализации вод, вытесняющих нефть.

Положение ВНК в необсаженных оценочных, контрольных скважинах с открытым стволом или обсаженных неметаллической колонной в продуктивной части разреза, а также в дополнительных скважинах, прорванных в процессе эксплуатации месторождения, устанавливается методами электрометрии аналогично определению границ первоначального ВНК (см. рис. 20). Эта информация о перемещении ВНК является наиболее достоверной.

Контроль перемещения ВНК в обсаженных скважинах осуществляют в основном методами радиометрии. Наиболее точно положение ВНК определяется в обсаженных неперфорированных скважинах.

Нахождение текущего положения ВНК по данным нейтронных методов основано на различии хлоросодержания в нефтеносной и водоносной частях коллектора, которое неодинаково влияет на показания НМ.

Положение ВНК находят одним из следующих способов.

1. По показаниям нейтронного гамма-метода. ВНК может быть надежно установлен в пластах, в которых нефть вытесняется минерализованной водой с хлоросодержанием свыше 12СН-150 г/л при коэффициенте пористости $k_p > 20\%$. Контакт нефть - вода на кривых НГМ фиксируется увеличением $I_{n\gamma}$ против водоносной части пласта до 15% по сравнению с нефтеносной. Положение ВНК устанавливается по началу пада регистрируемой интенсивности $I_{n\gamma}$ (см. рис. 22, а).

Кроме традиционного способа отбивки ВНК по данным НГМ применяется, правда в ограниченных объемах, спектрометрический нейтронный гамма-метод (НГМ-С), который более чувствителен к хлоросодержанию пласта. Так, если при стандартном НГМ перепад на ВНК достигает 5%, то эффект отбивки ВНК при регистрации захватного гамма-излучения с энергией выше 4 МэВ увеличивается до 50%, а при $E_{\gamma} = 5,5-6,5$ МэВ — до 100%.

2. По показаниям нейтрон-нейтронного метода плотности тепловых Дейтронов. При вытеснении нефти минерализованной водой ВНК отмечается на кривых ННМ-Т уменьшением показаний I_{nt} против его водоносной части. Положение ВНК фиксируется по началу подъема кривой I_{nt} (рис. 22, б).

3. По показаниям импульсного нейтрон-нейтронного метода. Положение ВНК определяется по времени жизни тепловых нейтронов. В водоносной части пласта среднее время жизни тепловых нейтронов меньше,

чем в нефтеносной. Контакт вода-нефть отмечается по началу увеличения $I_{нт}$ (рис. 22, в).

4. По показаниям импульсного нейтронного гамма-метода. Этот метод позволяет определять положение текущего ВНК по данным ИНГМ так же, как по данным ИННМ (рис. 22, з).

5. По данным метода наведенной радиоактивности. Водоносная часть пласта фиксируется повышенными показаниями наведенной гамма-активности по сравнению с показаниями в нефтеносной, так как ниже ВНК содержится больше ядер натрия и хлора. МНА эффективен при определении положения ВНК, если минерализация пластовых вод по NaCl выше 40 г/л. Граница ВНК определяется посередине превышения 7% водоносной части пласта над нефтеносной (рис. 22, д).

6. По данным радиогеохимического эффекта. При определении текущего положения ВНК сопоставляются замеры естественной радиоактивности до и в процессе перемещения ВНК. Естественная радиоактивность J против обводненной части пласта аномально возрастает, а гамма-активность нефтеносной его части остается неизменной. Радиогеохимический эффект может проявляться в скважинах при вытеснении нефти из пласта водой любой минерализации. Он считается установившимся, если естественная радиоактивность обусловленная этим эффектом, на 10 % выше радиоактивности естественного гамма-поля. Радиогеохимический эффект в комплексе с другими методами ГИС позволяет с большей достоверностью определять положение текущего ВНК.

7. По данным метода радиоактивных изотопов. С помощью этого метода положение ВНК отмечается повышением интенсивности $I_{н}$ против водоносной части пласта в случае закачки активированной воды, а при закачке радиоактивной нефти интенсивность $I_{н}$ возрастает против нефтеносной части пласта. Такое различие обусловлено избирательным проникновением закачиваемых флюидов вследствие фазовой проницаемости водо- и нефтенасыщенных частей пласта по отношению к активированным жидкостям. Граница ВНК отмечается подобно тому, как отбивается ВНК по данным НГМ в случае закачки активированной воды и по данным ННМ-Т при использовании активированной нефти (см. рис. 22, а, б).

8. По данным метода индикации элементами с аномальными нейтронными свойствами. В случае закачки в пласт водных растворов хлористого кадмия ($CdCl_2$) контакт нефть-вода отмечается по НГМ по точке спада регистрируемой $I_{н}$, а по ННМ-Т — по точке подъема $I_{нт}$; при использовании в качестве активатора борной кислоты ВНК фиксируется НГМ и ННМ-Т по началу спада $I_{н}$ и $I_{нт}$ (см. рис. 22, а, б).

Положение ВНК по данным НГМ, ННМ-Т, ИННМ, ИНГМ, МНА уверенно определяется в случае замещения нефти минерализованной водой ($C_b > 120-150$ г/л при $\kappa_n > 20\%$). При низкой минерализации пластовых и закачиваемых вод ($C_b > 15$ г/л, $\kappa_n > 20\%$) перемещение ВНК устанавливается только по результатам высокоточных определений де-

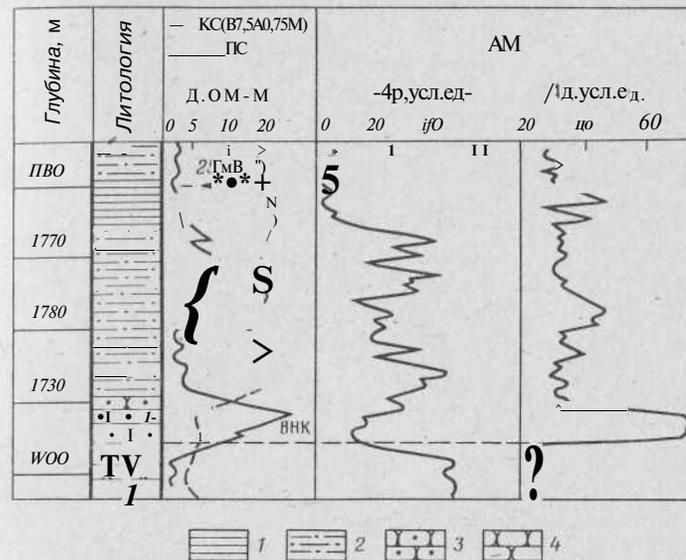


Рис. 23. Определение ВНК по диаграммам амплитуд продольной A_p и поперечной A_z волн широкополосного акустического метода (по О.Л. Кузнецову). 1 — глина, 2 — алевролит, 3 — нефтеносный песчаник, 4 — водоносный песчаник

кремента затухания тепловых нейтронов ($\kappa_n = 1/m_n$) по данным ИННМ. Различие в κ_n для нефтеносной и водоносной частей пласта в случае идентичности их коллекторских свойств составляет 8—10 %. Методика определения ВНК по величине X_n подробно изложена в работе [5].

Данные радиогеохимического эффекта и методов изотопов и индикации элементами с аномальными нейтронными свойствами могут использоваться при определении положения ВНК независимо от минерализации пластовых и закачиваемых вод.

9. По данным электрометрии. Положение ВНК в необсаженных оценочных скважинах, контрольных скважинах с открытым стволом или обсаженных неметаллической колонной в продуктивной части разреза, а также в дополнительных скважинах, пробуренных в процессе эксплуатации месторождения, устанавливается аналогично определению границ первоначального ВНК. Эта информация о перемещении ВНК является наиболее достоверной.

10. По данным акустического широкополосного метода. ВНК отмечается по различию амплитуд: $A_p < 4p_b$ и $A_z > 1J_b$ (рис. 23).

Контроль перемещения ГВК

Текущее положение ГВК устанавливается по результатам геофизических исследований необсаженных или обсаженных неметаллической колонной оценочных и контрольных скважин аналогично тому, как определяются границы первоначального положения ВНК (см. рис. 20). В обсаженных неперфорированных скважинах положение ГВК устанавливается по кривым нейтронных методов на основе различного содержания водорода в газоносной и водоносной частях коллектора. Так, на кривых НГМ, ННМ-Т, ННМ-НТ, ИННМ и ИНГМ газовой частью отмечается повышенными показаниями регистрируемой интенсивности против газоносной части пласта по сравнению с водоносной независимо от минерализации подстилающих вод (см. рис. 21).

Аналогичная картина получается при определении текущего положения ГВК в перфорированных скважинах по кривым нейтронных методов.

По данным термометрии в перфорированных скважинах ГВК фиксируется посередине нижнего участка температурной аномалии, возникающей за счет дроссельного эффекта.

По данным акустического метода газоносная часть пласта отмечается высокими значениями интервального времени прохождения упругих колебаний и большими значениями коэффициента затухания, т.е. $v_{\text{РВП}} \wedge v_{\text{РГП}} \wedge v_{\text{РВП}} \wedge v_{\text{РГП}}$. Наибольший эффект получается в необсаженных и обсаженных скважинах при использовании низкочастотного метода, имеющего больший радиус исследования по сравнению с высокочастотным, особенно при работе на поперечных волнах, для которых $v_{\text{СВП}} \wedge v_{\text{СП}} \wedge v_{\text{СВП}} \wedge v_{\text{СП}}$.

Контроль перемещения ГНК

Определение текущего положения ГНК в необсаженных или обсаженных неметаллической колонной оценочных и контрольных скважинах по данным методов электрометрии невозможно, как и при установлении первоначального положения ГНК (см. выше).

Текущее положение устанавливается по кривым НГМ, ННМ-Т, ННМ-НТ, ИННМ, ИНГМ, газометрии, высокочувствительной термометрии, обычного акустического и низкочастотного методов в обсаженных и необсаженных скважинах, когда зона проникновения фильтра промысловой жидкости отсутствует или очень мала (см. рис. 22,г). В этом случае нефтеносная и газоносная части характеризуются следующими соотношениями: $v_{\text{НП}} > v_{\text{ГП}}$ и $v_{\text{СП}} < v_{\text{СГ}}$; $\alpha_{\text{НП}} < \alpha_{\text{ГП}}$ и $\alpha_{\text{СП}} > \alpha_{\text{СГ}}$.

§ 17. КОНТРОЛЬ ПОЛОЖЕНИЯ ГАЗОВОЙ ШАПКИ И ПЕРЕМЕЩЕНИЯ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОНЕФТЯНЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Газонефтяные месторождения

Газонефтяные месторождения характеризуются следующими геологическими особенностями: в газонасыщенной зоне пласта присутствует остаточная нефть, которая является продуктом формирования нефтегазовых залежей, и ее запасы могут быть значительными; углеводороды (нефть и газ), насыщают поровое пространство нефтегазоносных пластов, расположенных между газовой шапкой и нефтеносной частью залежи и достигающих иногда большой мощности; пластовые воды имеют пониженную минерализацию и др. [1]. Эти особенности определяют сложный процесс вытеснения углеводородов при эксплуатации нефтегазовых залежей.

Такие месторождения открыты и эксплуатируются в Западной Сибири, Оренбургской, Волгоградской областях, Краснодарском крае, Украине, Средней Азии и других регионах страны.

В зависимости от технологических параметров системы разработки нефтегазовых залежей можно как расширять газовую шапку, так и внедрять нефть в ее пределы. При этом результаты расчетов, проведенных А.В. Афанасьевой [1], показывают, что, когда объем нефтяной части в 3 раза больше объема газовой шапки, то за счет внедрения воды можно добыть 73,32 % нефти от ее запасов, а за счет расширения газовой шапки — 15,5 %. Однако, когда объем газовой шапки в 3 раза больше объема нефтяной части, то за счет поступающей воды будет добыто 51,2 % нефти, а за счет газа — 38,5 %. Если же объем нефти в 7 раз меньше объема газовой шапки, то вытеснение нефти водой уменьшается до 33,5 %, вытеснение газом возрастает до 56,5 %.

Системы разработки и регулирования залежей предполагают следующие варианты: вытеснение нефти за счет естественной энергии залежи (без поддержания пластового давления), путем нагнетания воды как в законтурную, так и внутриконтурную (барьерное нагнетание) части пласта; закачку газа в газовую шапку; сочетание различных вариантов. Следовательно, для рационального регулирования разработки нефтегазового месторождения по каждой конкретной нефтегазовой залежи на основании количественных данных о нефте- и газоотдаче при двухстороннем напоре необходимо изучать степень вытеснения нефти водой и газом, газа нефтью.

Геофизический контроль разработки таких месторождений заключается в решении следующих задач: 1) определении начальных и текущих положений газонефтяного и водонефтяного контактов; 2) разделении нефтеносных, нефтегазоносных и обводненных пластов; 3) определении текущей и остаточной нефте- и газонасыщенности пластов, особенно со-

державших в поровом пространстве одновременно нефть и газ; 4) оценке конечной нефте- и газоотдачи продуктивных пластов.

Перечисленные особенности нефтегазовых залежей определяют специфику проведения и интерпретации геофизического контроля их разработки в отличие от разработки нефтяных и газовых месторождений.

Определение начальных положений ГНК и ВНК производится одним из способов, изложенных в § 15.

Перемещение водонефтяного и газонефтяного контактов при разработке месторождений с газовой шапкой зависит от изменения во времени соотношений пластовых давлений в газовой, нефтяной и водоносной частях залежи. Эти изменения при разработке с использованием естественных режимов залежи (без закачки в пласты каких-либо агентов) определяются количеством отбираемых нефти и газа и величинами объемов нефтяной и газовой частей залежи. В зависимости от соотношений извлекаемых углеводородов ГНК может опускаться или подниматься и при некоторых их значениях пластовые давления в этих двух частях залежи углеводородов могут поддерживаться одинаковыми. В этом случае положение ГНК в процессе разработки практически остается на приемном уровне.

При разработке нефтяных месторождений с газовой шапкой чаще стремятся к опережающему отбору запасов нефти. При этом большую нефтеотдачу удается получать при вытеснении нефти водой, а не газом. Поэтому стараются обеспечить возможно равномерное внедрение законтурной воды в нефтеносные пласты при сохранении неизменного положения ГНК или при медленном его опускании. Особенно нежелательно внедрение нефти в газовую шапку, что возможно при излишних отборах газа и снижении давления в газовой шапке до величины, меньшей, чем в прилегающих частях нефтенасыщенной зоны. Нефть, внедрившаяся в газоносные породы, при дальнейшей разработке невозможно полностью вытеснить газом (и даже водой), поэтому происходят значительные потери нефти. Чтобы этого избежать, на крупных месторождениях с газовой шапкой применяют барьерное заводнение в зоне ГНК. Тогда исключается внедрение нефти в газовую шапку и нефть вытесняется водой.

Барьерное заводнение — это нагнетание воды в пласт через скважины разрезающего ряда, расположенного в пределах газонефтяной зоны, для разобщения нефтяной и газовой (газоконденсатной) частей залежи с целью повышения эффективности выработки нефти и газа.

При барьерном заводнении необходимо обеспечить равномерное распространение фронта закачиваемой воды. При этом по данным ГИС контролируют положение этого фронта.

На месторождениях, разрабатываемых без барьерного заводнения, контроль перемещения ГНК при прорывах газа в нефтеносную часть (или нефти в газоносную часть залежи) осуществляется стационарными и импульсными нейтронными методами в специальных контрольных обсаженных неперфорированных скважинах или в неперфорированных ин-

тервалах скважин, эксплуатирующих нефтяную часть залежи (в перфорированных же интервалах контроль проводят комплексом "Приток — состав") — Имеются принципиальные возможности применения для этой цели акустических методов и импульсного нейтронного гамма-метода неупругого рассеяния нейтронов на углероде (см. § 7).

Для определения фронта внедрения воды в газовую часть залежи при барьерном заводнении могут быть использованы следующие методы ГИС: в необсаженных скважинах, выходящих из бурения, — методы электрического сопротивления (при средней и высокой минерализации закачиваемой воды) и метод ПС (при закачке воды более пресной, чем пластовые); в скважинах, обсаженных стальными трубами, — стационарные и импульсные нейтронные методы; в скважинах, обсаженных стеклопластиковыми трубами, — все перечисленные методы, а также диэлектрический, акустический, кислородно-активационный нейтронный гамма-метод, импульсный нейтронный гамма-метод неупругого рассеяния нейтронов на углероде. По-видимому, в отдельных случаях применим ГМ по радиогеохимическому эффекту.

Для определения фронта внедрения воды, закачиваемой в нефтяную часть залежи, применимы те же методы, за исключением стационарных нейтронных, которые могут быть информативными только при закачке высокоминерализованной воды в высокопроницаемые пласты ($\kappa_n > 20 \%$, $C_n > 30$ г/л).

Естественно, все малоглубинные методы можно применять лишь в обсаженных скважинах по прошествии времени после обсадки, достаточного для расформирования зоны проникновения фильтра промывочной жидкости.

В принципе они применимы и в перфорированных интервалах, однако их результаты здесь менее однозначны, чем в неперфорированных интервалах, из-за возможного проникновения газа или жидкости из скважины в пласты, образования конусов обводнения, движения пластовой жидкости и газа по негерметичному заколонному пространству и т.п.

Возможности и ограничения различных методов при определении фронта нагнетаемых вод в зависимости от емкостных свойств коллекторов, минерализации вод, пластового давления и т.д. рассмотрены в § 15.

Нефтегазовые месторождения

Нефтегазовые залежи характеризуются наличием узких нефтяных оторочек (от 1—3 до 15—20 м по вертикали). Разработка нефтяных оторочек представляет значительную сложность. Опыт разработки этих оторочек в нашей стране имеется лишь по единичным месторождениям. Для обеспечения наибольшего коэффициента извлечения нефти из оторочек предложены различные системы их разработки: вытеснение нефти законтурной водой или газом газоносной части залежи, закачка сухого или жирного газа в газовую и нефтяную части залежи и др.

Считают, что особенно эффективно взаимосмешивающееся вытеснение нефти с жирным газом (природный газ с высоким содержанием конденсата или попутный газ, растворенный в нефти). Также относительно высок коэффициент вытеснения нефти водой, особенно водой с добавкой различных реагентов. Наименее эффективно вытеснение нефти сухим газом.

При вытеснении нефти водой (законтурной пластовой, закачиваемой в законтурную область или внутрь оторочки) геофизическими методами осуществляется контроль за положениями ВНК и ГНК, за фронтом воды, закачиваемой вовнутрь оторочки способами, изложенными выше.

В этом случае, как и при разработке нефтяных месторождений с газовой шапкой, стремятся исключить или ограничить малоэффективный процесс вытеснения нефти сухим газом, особенно внедрение нефти в газоносную часть залежи, которое, как указывалось выше, чревато особо большими потерями нефти. С этой целью, регулируя пластовое давление в газовой части, добиваются стабильного положения ГНК или возможно медленного внедрения газа в нефтяную часть залежи.

При вытеснении нефти преимущественно газом газоносной части залежи или газом, закачиваемым вовнутрь оторочки, геофизическими методами контролируют положение ВНК, ГНК и фронт закачиваемого газа. По результатам геофизического контроля регулируют добычу нефти и газа так, чтобы исключить внедрение нефти в газовую и законтурную водоносную части пластов.

Поскольку опыт разработки нефтяных оторочек пока мал, нет и соответствующего опыта применения геофизических методов контроля их разработки.

Вместе с тем геофизический контроль разработки нефтяных оторочек состоит по существу из тех же операций, что и контроль разработки газонефтяных месторождений, контроль перемещения газонефтяного и водонефтяного контактов, прослеживание фронта продвижения воды или газа, закачиваемого в нефтеносную часть залежи. Поэтому комплекс и области применения используемых при этом геофизических методов и методика интерпретации результатов их исследования не должны заметно отличаться от таковых при контроле разработки газонефтяных месторождений.

§ 18. ВЫДЕЛЕНИЕ ОБВОДНЕННЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ В НЕОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИНАХ

В необсаженных скважинах, пробуренных в зонах обводнения залежи нагнетаемыми водами, не отличающимися по минерализации от пластовой, обводненные продуктивные пласты выделяются по геофизическим критериям, установленным для определения характера насыщения коллекторов при их первоначальном нефтеводонасыщении [2]. Однако

при этом необходимо учитывать влияние на их величину остаточного или текущего значения нефтенасыщенности, которое приводит к некоторому изменению геофизических критериев в зависимости от стадии выработки нефтяного пласта.

В этих скважинах наиболее информативны методы сопротивления, акустические, нейтронные, термические. В обводненных продуктивных пластах наблюдаются пониженные значения удельного электрического сопротивления, акустические и нейтронные характеристики аналогичны одноименным параметрам водоносных пластов.

Геофизические параметры сильно изменяются, когда в исследуемом пересечении скважина—пласт движется осолоненная оторочка фронта нагнетания, ширина которой может достигать 200—300 м [20].

Как правило, при таком заводнении не возникает особых сложностей при выделении обводненных интервалов продуктивных пластов. Наибольшие трудности в решении данной задачи возникают при обводнении продуктивных пластов пресными нагнетаемыми водами. Из обязательного комплекса ГИС в этом случае могут быть использованы методы КС, ПС и кавернометрии.

По величине удельного электрического сопротивления пласта однозначно обнаружить обводнение продуктивного пласта пресными водами не представляется возможным в силу причин, указанных в § 2. Однако по типам кривых бокового электрического зондирования, особенно на поздней стадии заводнения залежи, в некоторых случаях удается выделять обводненные продуктивные пласты. Анализ кривых БЭЗ заводненных интервалов показывает их существенное различие. Так, кривая электрического зондирования для обводненного пласта, как правило, имеет более крутую левую ветвь, чем для нефтеносных (под углом, близким к 60°), особенно, когда отмечается превышение истинного удельного сопротивления обводненных пластов по сравнению с $r_{\text{н}}$ пластов первоначальной нефтенасыщенности (рис. 24). Кроме этого, обводненные пласты в большинстве случаев характеризуются малой зоной проникновения фильтра промывочной жидкости или полным ее отсутствием (двухслойная кривая БЭЗ) и уменьшением толщины глинистой корки по данным кавернометрии.

Уменьшение диаметра зоны проникновения фильтра промывочной жидкости против пластов, обводненных пресными нагнетаемыми водами, по сравнению с необводненными объясняется следующим: 1) понижением фазовой проницаемости фильтра промывочной жидкости в пласт, обводненный нагнетаемыми водами, из-за набухания глинистого материала в поровом пространстве коллекторов при поступлении в них пресной воды; 2) меньшими перепадами давления в системе скважина — обводненный пласт, так как пластовые давления месторождений, разрабатываемых с помощью внутриконтурного и законтурного заводнений, превышают первоначальные на 2–3 МПа (например, в Западной Сибири). Встречаются даже самоизливы скважин из обводненных продуктивных пластов, что подтверждается данными резистивиметрии.

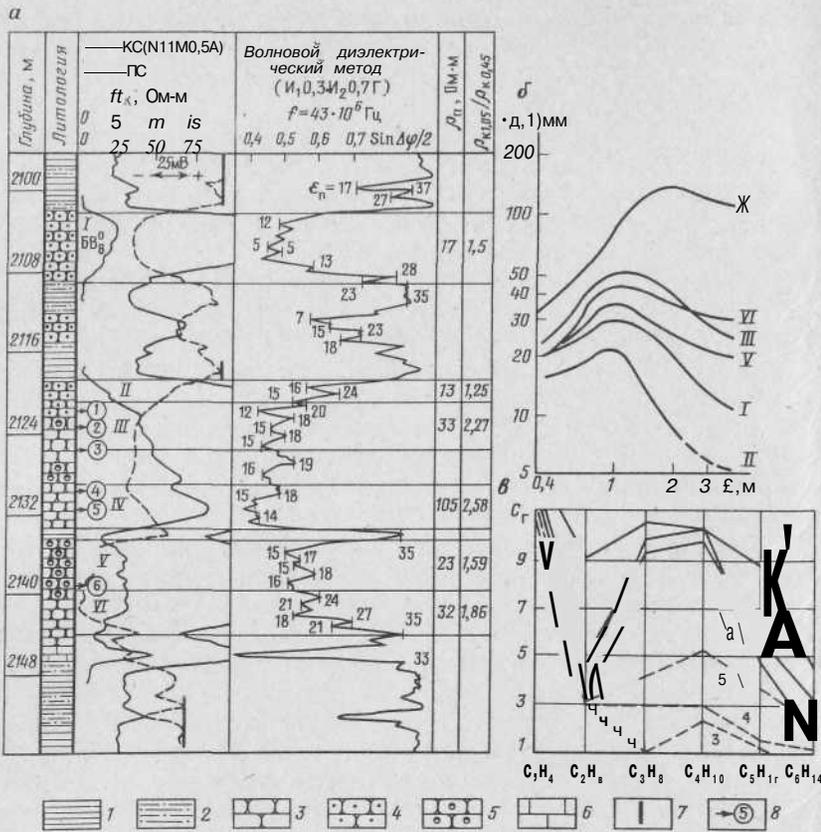
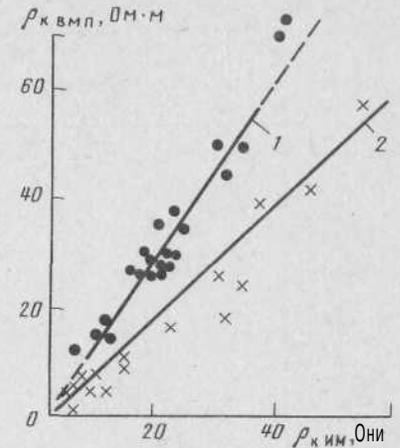


Рис. 24. Выделение продуктивных пластов, обводненных пресной водой, по комплексу методов ГИС в скв. 13100 Самотлорского месторождения. а - комплекс ГИС; б - результаты интерпретации данных электрометрии (кривые БЭЗ); в - результаты анализа проб газа (пунктирные линии) и интерпретация данных, полученных опробователем пластов (сплошные линии); /- VI - пласты-коллекторы, выделенные для интерпретации; 1 - глина; 2 - алевролит; песчаник; 3 - водоносный, 4 - нефтеносный, 5 - обводненный; 6 - известняк; 7 - условная линия глин; 8 - места отбора проб; ρ_к и Q_с ~ P_к 0 45 ~ кажущиеся сопротивления, записанные зондами с L = 1,05 и 0,45 м; C_T - содержание компонентов, %

В некоторых случаях для выделения обводненных пластов по ρ_н могут быть использованы кривые $P_{no} \wedge I_{p_{m}} = /(\&_b)$, построенные для конкретных продуктивных пластов.

В случае высокой минерализации пластовых вод (C_в > 100 г/л) против высокопористых сравнительно чистых нефтеносных коллекторов при бурении на обычном глинистом буровом растворе наблюдается понижающее проникновение фильтрата промывочной Жидкости, а против во-

Рис. 25. Зависимости показаний эффективных сопротивлений ВМП и ИМ для нефтеносных (1) и обводненных (2) пластов (по В.Ф. Мечетину и И.М. Заслонову) [15]



доносных и обводненных минерализованной водой пластов — повышающее проникновение. При таких условиях нефтеносные и обводненные пласты эффективно разделяются комплексом данных обычного низкочастотного индукционного метода (ИМ) и высокочастотного индукционного волнового метода проводимости (ВМП) [15].

Необходимым условием подобного комплексирования индукционных методов является наличие зоны проникновения диаметром около 1,5–2 м, что выполняется на месторождениях Татарии и других районов Среднего Поволжья. Показания ИМ отражают сопротивление зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости, а показания ВМП — сопротивление за этой зоной (благодаря большей глубинности исследования).

Способ разделения нефтеносных и обводненных пластов заключается в следующем: наносят на поле с координатами P_к м и P_к дмп точки с соответствующим насыщением коллекторов (рис. 25) или изучают отношения показаний ИМ и ВМП: для нефтеносных пластов $P_{квмп} \wedge P_{кИМ} > 1$, а для обводненных и водоносных пластов $P_{квмп} \wedge P_{кИМ} < 1$.

Наиболее надежно выделяются обводненные продуктивные пласты по данным метода потенциалов самопроизвольной поляризации горных пород. В начальной стадии обводнения, когда по пласту движется осолоненная оторочка фронта нагнетания, на кривых ПС отмечаются отрицательные аномалии AU^Q, ПО абсолютной величине превышающие значения потенциалов ПС против обводненных пластов, аналогичных по коллекторским свойствам.

По мере увеличения степени промытости продуктивных коллекторов снижается амплитуда $D\&/_{пс}$ так как в этом случае минерализация смеси нагнетаемой и пластовой вод, находящейся в поровом пространстве пластов, стремится к минерализации нагнетаемой воды (ρ_{см} > ρ_в). фи этом может изменяться знак At/_{нс} против обводненных пластов в

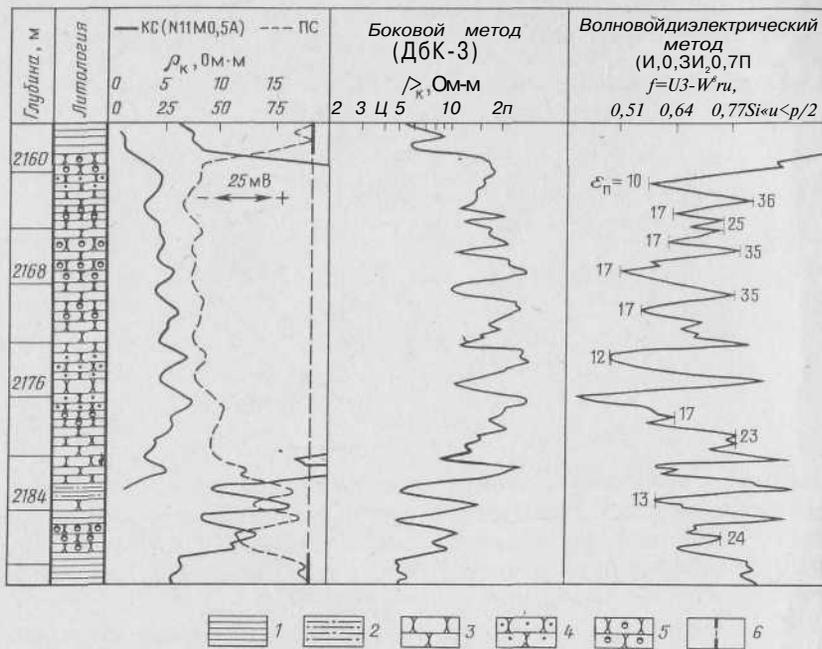


Рис. 26. Выделение обводненных интервалов по данным методов ПС и волнового диэлектрического в скв. 12045 Самотлорского месторождения.
1 — глина; 2 — алевролит; песчаник; 3 — водоносный, 4 — нефтеносный, 5 — обводненный; 6 — условная линия глин

зависимости от степени промытости, глинистости и минерализации нагнетаемых вод (см. § 4).

Признаком обводнения пласта по всей его мощности пресной водой является снижение амплитуды $AU_{\text{пс}}$, характерное для коллекторов рассматриваемого месторождения, при постоянстве условных нулевых линий глин на кривых ПС против подстилающих и покрывающих пласт глин (рис. 26, 27).

В случае обводнения подошвенной части пласта на кривых ПС фиксируется уменьшение амплитуды $Af/\rho_{\text{КС}}$ подошвы пласта относительно подстилающих глин и смещение кривой ПС вправо против вышележащих глин относительно нижележащих глин (рис. 27, 28). При обводнении пресными водами кровли пласта наблюдается обратная картина поведения кривой ПС (см. рис. 27). В промысловой практике обводнение кровельной части продуктивного пласта встречается довольно редко. Однако в последних двух случаях (обводнения пресными водами кровельной или подошвенной части продуктивного пласта) по кривой ПС не представляется возможности определять интервал обводнения.

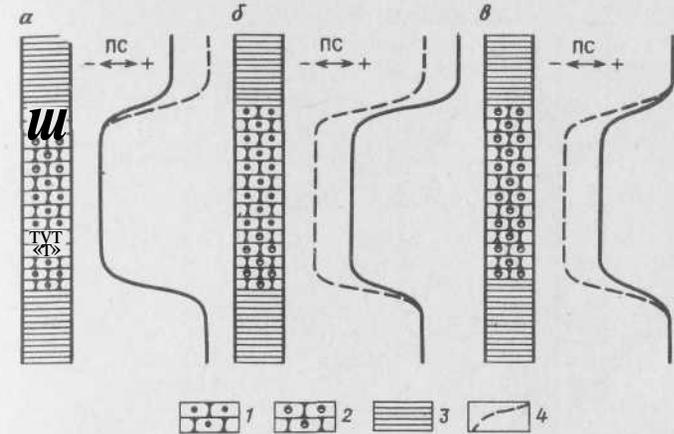


Рис. 27. Выделение пластов, обводненных пресными водами, по данным метода потенциалов ПС.
Обводнение пласта: а — в кровле, б — в подошве, в — по всей мощности; 1 — нефтеносный песчаник, 2 — обводненный песчаник, 3 — глина. 4 — кривые ПС при отсутствии обводнения

По диаграммам ПС нельзя судить об обводнении пласта в следующих случаях: 1) пласт обводнен нагнетаемой водой, минерализация которой близка к минерализации пластовой; 2) пласт характеризуется значением $\Delta p = 0 > \Delta p_{\text{дав}}$ и обводнен нагнетаемыми водами любой минерализации; 3) пласт обводнен нагнетаемыми водами, удельное электрическое сопротивление смеси которых с пластовой водой равно $\rho_{\text{см}} = \sqrt{\rho \rho_{\text{в}}}$. В последнем случае метод ПС позволяет решать эту задачу, если заменить промывочную жидкость другой, сопротивление которой будет отличаться от сопротивления первоначальной.

Таким образом, обводнение пластов, особенно на поздней стадии разработки залежи, с применением обязательного комплекса ГИС характеризуется следующими признаками: 1) резко меняются конфигурации кривой и амплитуды потенциалов ПС; 2) нетипично для данного продуктивного пласта повышается удельное электрическое сопротивление; 3) изменяется тип кривых БЭЗ; 4) уменьшается толщина или отсутствует глинистая корка по данным кавернометрии.

Дополнительную информацию об обводнении продуктивного пласта на поздней стадии разработки залежи можно получить по данным термометрии. Так как пласт охлаждается нагнетаемыми водами, то против обводняющегося продуктивного пласта на термограмме фиксируется отрицательная аномалия температуры по сравнению с геотермограммой (рис. 27).

Однако эти методы не во всех случаях фиксируют обводнение про-

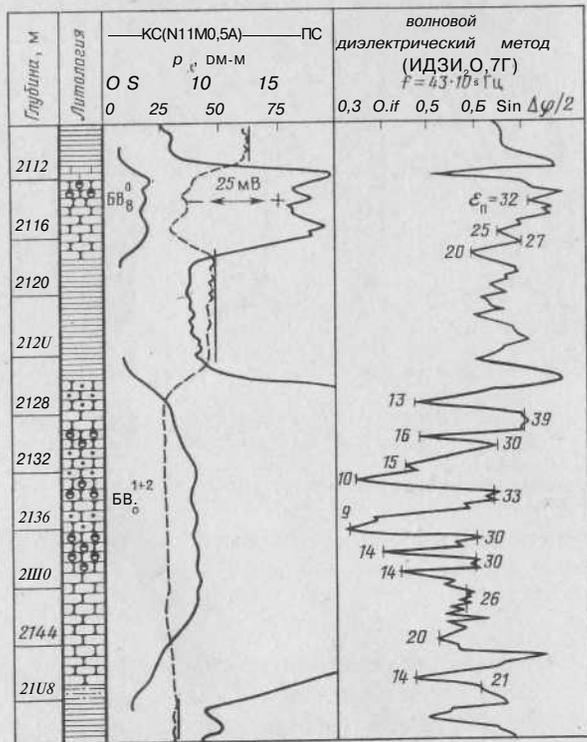


Рис. 28. Выделение обводненных интервалов в скв. 10070 Самотлорского месторождения по комплексу данных ГИС на поздней стадии разработки залежи.

1 — глина; 2 — алевролит; песчаник; 3 — водоносный; 4 — нефтеносный; 5 — обводненный; 6 — известняк; 7 — условная линия глин

дуктивных пластов и тем более не позволяют определять интервалы их заводнения и наличие в них отдельных нефтенасыщенных прослоев. В таких ситуациях необходимо проводить исследования дополнительными методами, повышающими достоверность решения поставленной задачи. Так, по стандартному комплексу ГИС трудно установить обводнение продуктивных пластов всех коллекторов разреза. В этом случае хорошие результаты можно получить по данным исследования открытого ствола скважины широкополосным акустическим методом. На рис. 30 видно, что по данным широкополосного акустического метода пласт AB_1 в интервале 1693,0-1712,2 м газонасыщен, пласт AB_{2+3} на участках 1748,2-1750,6 и 1756,6-1762,5 м обводнен, в интервале 1751,4-

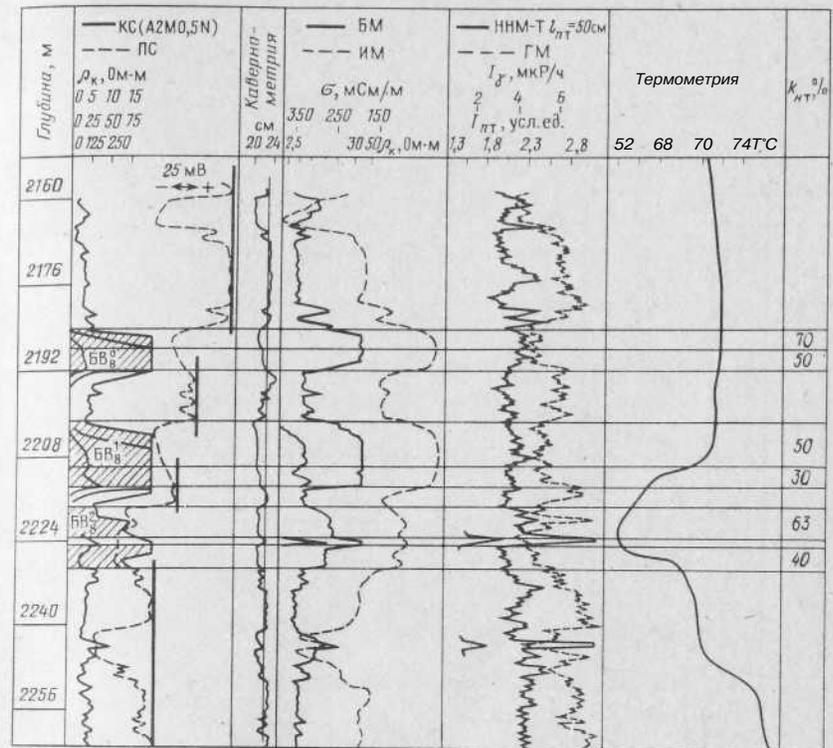


Рис. 29. Выделение обводненных пластов и определение их текущей нефтенасыщенности в скв. 10391 Самотлорского месторождения.

1 — условная линия глин, 2 — обводненные интервалы

1756,6 м частично обводнен в подошве, что подтверждается кривой ПС, остальная часть нефтенасыщена. Водонефтяной контакт отбивается на глубине 1756,6 м.

Данные диэлектрического метода позволяют выделять интервалы обводнения продуктивного пласта водами любой минерализации. Обычно водоносные пласты характеризуются значениями диэлектрической проницаемости ($\epsilon_{пн} = 17-35$) более высокими, чем нефтеносные ($\epsilon_{пн} = 10-15$) (см. рис. 24, 26).

По данным стандартного комплекса ГИС в скв. 10070 Самотлорского месторождения фиксируется полная промывка пресной водой пластов BV_8 и $BV_{10}^{1к}$. Волновым диэлектрическим методом (ВДМ) выделяются нефтенасыщенные пропластки в кровле пласта $BV_8^{1г}$, которые составляют 33 % эффективной мощности пласта (см. рис. 28), подтвержденные пробами флюидов, отобранными из этих интервалов с помощью

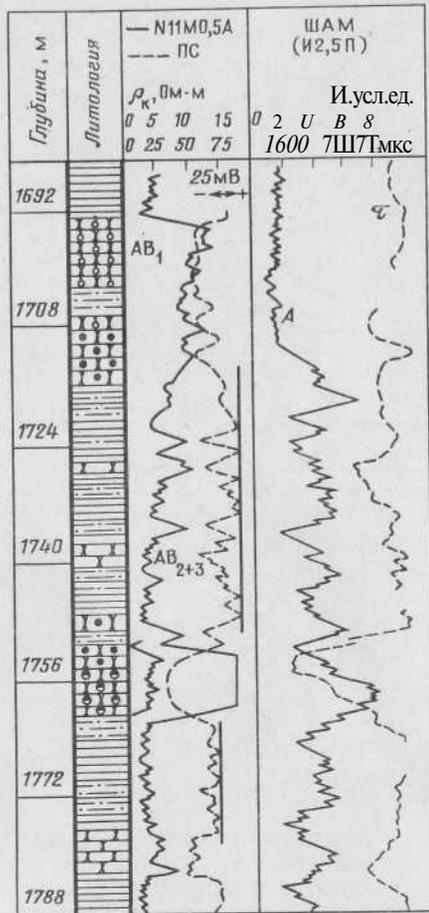


Рис. 30. Выделение обводненных интервалов продуктивных пластов в скв. 10788 Самотлорского месторождения по данным широкополосного акустического метода.
1 — глина; 2 — алевролит; песчаник; 3 — водоносный, 4 — нефтеносный, 5 — газоносный, 6 — обводненный; 7 — условная линия глин; А и Т — амплитуда и время распространения продольной волны

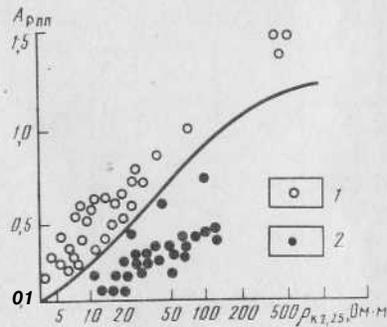


Рис. 31. Сопоставление разностной амплитуды A_{pnn} полученной при измерениях диэлектрическим методом, с величиной ρ_k , зарегистрированной градиент-зондом А2М0,5N. 1 — вода, 2 — нефть

опробователя пластов. Знание отдельных пропластов, содержащих нефть, имеет немаловажное значение при оценке выработки пластов, установлении зон целиков нефти и переводе скважин под нагнетательные.

Наиболее точные результаты по определению интервалов обводнения продуктивных пластов получают при комплексировании данных диэлектрического метода и методов КС.

Ю.Л. Брылкиным предложен способ комплексирования результатов измерения разностной амплитуды напряженности высокочастотного

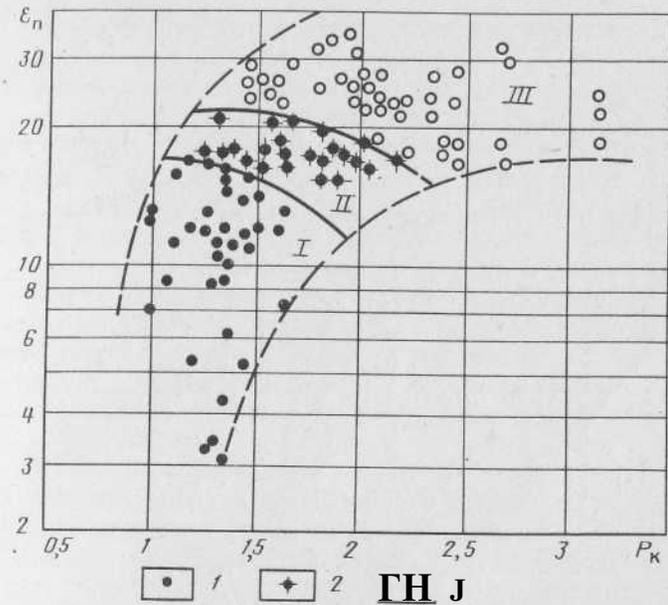


Рис. 32. Сопоставление относительной диэлектрической проницаемости ϵ_n с параметром P_k .

///, //, / — соответственно нефте-, водонефте- и водонасыщенные зоны; 1 — нефть, 2 — нефть + вода, 3 — вода

поля $\hat{4}p_{nn}$ и кажущегося удельного электрического сопротивления $P_{k 2, 25}$, зарегистрированного градиент-зондом А2М0,5 N.

Разность амплитуд напряженности поля двух зондов с равными прямыми полями

$$A_{P_{nn}} = |\vec{H}_{L_1} - \vec{H}_{L_2}|,$$

где $\# \epsilon_j, H_{L_2}$ — относительные напряженности магнитного поля по оси скважины на расстоянии L_1 и L_2 от генераторной катушки.

Сопоставление параметров A_{pnn} и $p_{k 2, 25}$ позволяет достаточно уверенно выделить на плоскости две области пластов — нефтеносных и водоносных (рис. 31). Границей этих областей является кривая $A_{pnn} = ?(P_k 2, 25)$ соответствующая величине диэлектрической проницаемости $\epsilon_n = 2, 2$.

А.И. Костиным предложено выделять обводненные пласты, сопоставляя диэлектрическую проницаемость ϵ_n с относительным параметром $P_k = p_{k 10, 5} / p_{k 0, 45}$, где $p_{k 10, 5}$ и $p_{k 0, 45}$ — кажущиеся удельные сопротивления, измеренные соответственно градиент-зондами А1 М0,1N и А0,4М0,1N. Параметр P_k характеризует крутизну кривой БЭЗ. По мере обводнения пласта пресной водой эта крутизна увеличивается и па-

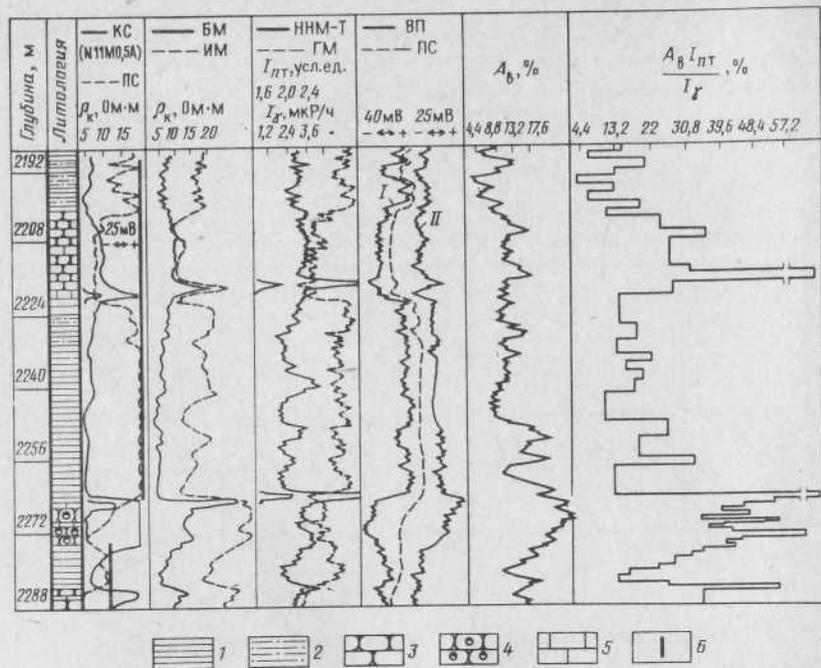


Рис. 33. Выделение интервалов продуктивного пласта, обводненных пресными водами, по данным метода потенциалов вызванной поляризации. Кривые ВП при полярностях тока: / — отрицательной, // — положительной. 1 — глина, 2 — алевролит, песчаник; 3 — водоносный, 4 — обводненный; 5 — известняк; 6 — условная линия глин

параметр P_k возрастает. На плоскости сопоставления величин e_n и P_k выделяются три зоны: нефте-, водонефте- и водонасыщенная (рис. 32).

Положительные результаты при выделении продуктивных пластов, обводненных пресными нагнетаемыми водами, получаются при исследовании методом потенциалов вызванной поляризации (ВП). Однако по абсолютным величинам вызванной электрохимической активности пород A_b трудно выделить обводненные пласты, так как на величину A_b кроме минерализации насыщающей воды оказывают влияние глинистость и пористость коллекторов. Определение глинистости и пористости обводняющих продуктивных пластов и учет их влияния на A_b сопряжено с некоторыми трудностями.

Использование комплексного параметра $A_b J_{nr} / J_y$ позволяет учитывать влияние на A_b глинистости ($J_y = /(\&_{гн})$) и пористости ($J_{nr} = /(\&_{п})$) и тем самым повышает однозначность результатов интерпретации данных метода ВП. Здесь J_y — относительная интенсивность естественного гамма-излучения горных пород; J_{nr} — относительная плотность теп-

ловых нейтронов. Продуктивные пласты, обводненные пресными водами, характеризуются повышенными значениями $A_b J_{nr} / J_y$ (рис. 33). Так, продуктивный пласт в интервале глубин 2265–2274 м по данным ВП обводнен по всей мощности, причем наибольшая проницаемость пласта отмечается в его подошвенной части, на что указывает увеличение комплексного параметра $A_b J_{nr} / J_y$ от подошвы в кровле пласта и что подтверждается материалами комплексной интерпретации данных ПС и КС.

Удовлетворительные результаты при выделении заводненных пластов в некрепленных скважинах получают по данным опробователя пласта на кабеле (ОПК). Нефтеносные и заводненные коллекторы различаются по компонентному составу газа. Установлено, что закачиваемая вода при движении по первоначально продуктивному пласту контактирует с нефтью и обогащается метаном. В пробах из заводненного пласта содержание метана в углеводородном газе составляет 65–95 %, а из нефтеносных — 30–60 % (см. рис. 24).

Существенным ограничением применения опробователей на кабеле является наличие глубоких зон проникновения фильтрата промывочных жидкостей, в то же время зона дренирования при отборе проб не превышает 25–30 см. Если размер зоны проникновения больше радиуса дренирования, то проба флюида будет представлена фильтратом промывочной жидкости с низким содержанием метана и поэтому заводненный интервал пласта ошибочно будет интерпретироваться как нефтеносный. Таким образом, при выдаче заключений о характере насыщенности коллекторов по результатам анализа проб необходима информация о размерах зон проникновения фильтрата промывочной жидкости. Ее размеры могут быть установлены по результатам комплекса методов электрометрии скважин.

Дополнительной информацией для выделения интервалов обводнения продуктивных пластов могут служить данные импульсных нейтронных методов, позволяющих изучать скорость расформирования зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости против заводненных и нефтеносных пластов. Эта скорость у водоносных пластов выше, чем у нефтеносных, из-за различия их фазовых проницаемостей [4]. С целью изучения процесса расформирования зоны проникновения в промывочную жидкость добавляют боропродукты или другие химические соединения с аномальными нейтронными свойствами. Затем проводят временные исследования импульсными нейтронными методами. По разнице показаний нейтронных методов во времени судят о скорости расформирования зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости (рис. 34).

Проводимые отборы проб и контроль за скоростью вытеснения фильтрата промывочной жидкости позволяют повысить эффективность выделения обводненных продуктивных пластов в скважинах, выходящих из бурения, до 90 % [4].

Таким образом, для выделения продуктивных пластов, обводненных пресными нагнетаемыми водами, рекомендуется использовать со-

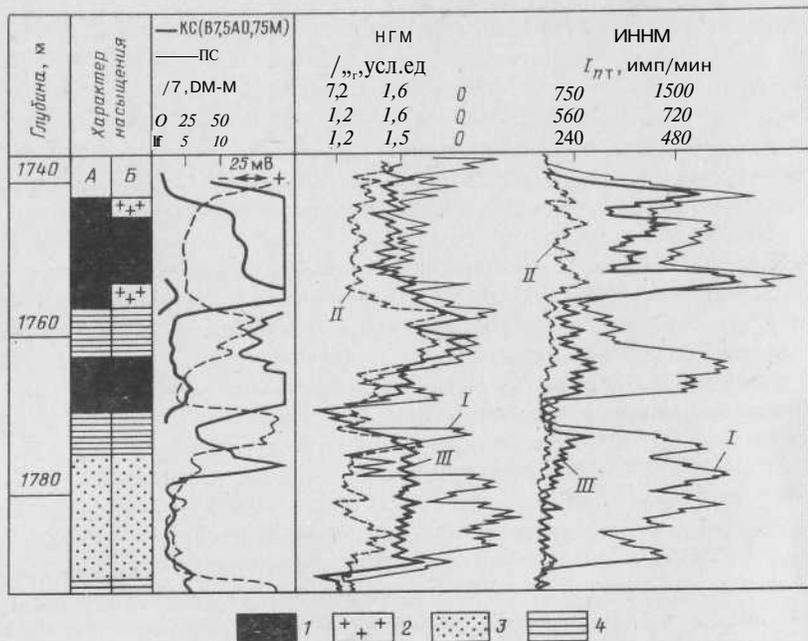


Рис. 34. Выделение нефтеносных и водоносных коллекторов нейтронными методами по эффекту расформирования зоны проникновения, содержащей борпродукты (по Б.М. Орлинскому).

Замеры НГМ и ИННМ: / — до закачки боросодержащей жидкости, II — после закачки боросодержащей жидкости, III — после расформирования зоны, проникновения промывочной жидкости в водоносном пласте; I — нефть, 2 — пресная вода, 3 — пластовая вода, 4 — неколлектор; нефтенасыщенность: А — в начале разработки, Б — текущая

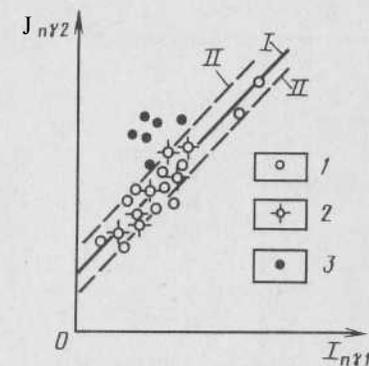
вместно данные обязательного комплекса ГИС (потенциалов самопроизвольной поляризации, кажущегося сопротивления и квернометрии) и дополнительных методов: диэлектрического, широкополосного акустического, потенциалов вызванной поляризации, а также анализов пластовых проб газа, отобранных опробователем на кабеле, и информацию временных замеров импульсными нейтронными методами о размерах и скорости расформирования зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости.

§ 19. ВЫДЕЛЕНИЕ ОБВОДНЕННЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ В ОБСАЖЕННЫХ НЕПЕРФОРИРОВАННЫХ СКВАЖИНАХ

Для выделения обводненных интервалов в обсаженных неперфорированных скважинах можно применять только ограниченный комплекс

Рис. 35. Выделение обводненных пластов путем сопоставления показаний НГМ при повторных замерах.

I — непроницаемые пласты, использованные для проведения средней линии I; 2 — пласты, не изменившие своей характеристики между двумя замерами; 3 — пласты обводненные, в которых между двумя замерами произошло изменение показаний НГМ



геофизических методов. Для таких скважин используют главным образом данные импульсного нейтрон-нейтронного метода, стандартных нейтронных методов, естественной радиоактивности горных пород, термометрии, широкополосного акустического метода, а также индукционный и диэлектрический методы (если продуктивная толща перекрыта стеклопластиковыми обсадными трубами).

При выделении продуктивных пластов, обводненных высокоминерализованными водами ($C_s > 120$ г/л), стандартными нейтронными методами используют в основном визуальное сравнение первичных замеров (до начала обводнения) с повторными (в процессе обводнения). При этом наблюдается повышение показаний НГМ или понижение показаний ННМ-Т по сравнению с первичными замерами против обводненных продуктивных пластов.

Используют также графическое сопоставление показаний двух временных замеров методами НГМ или ННМ-Т. Для заведомо необходимых продуктивных пластов по 20—30 точкам строят график сопоставления показаний НГМ или ННМ-Т первичного замера с вторичным: рассчитывают среднюю линию / и среднее квадратичное отклонение точек от нее a , затем проводят среднюю линию / и ниже и выше нее на расстоянии 2σ проводят линии погрешностей //-. Если точки изучаемого интервала продуктивного пласта располагаются в области между линиями II-II', то считается, что продуктивный пласт является нефтенасыщенным. Если же точки располагаются выше области ошибок //—// по НГМ или ниже ее по ННМ-Т, то пласт с вероятностью 0,95 считается обводненным высокоминерализованной водой (рис. 35).

Такие способы выделения обводненных продуктивных пластов по данным одного из методов НГМ или ННМ-Т эффективны только в пластах однородных по пористости и глинистости. В неоднородных продуктивных пластах наиболее достоверные сведения об их обводнении получают при совместном использовании диаграмм НГМ и ННМ-Т. Это объясняется тем, что изменение водородосодержания пластов одинаково влияет на показания ГНМ и ННМ-Т, в то время как повышение хлоросо-

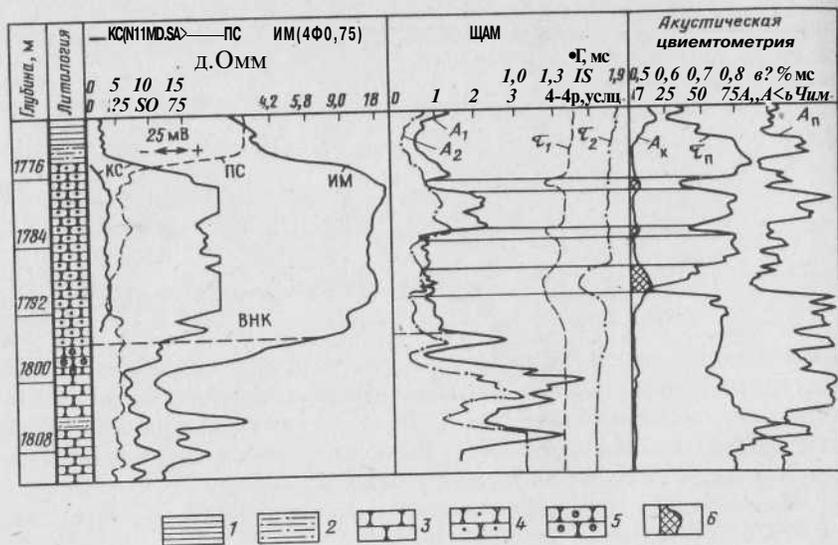


Рис. 38. Выделение обводненных нефтеносных пластов по данным широкополосного акустического метода в обсаженной скважине.
1 — глина; 2 — алевролит; песчаник; 3 — водоносный, 4 — нефтеносный, 5 — обводненный; 6 — участки дефектного цементирования

скважин с интервалом в 2—6 мес, включая первичный (фоновый) замер ИННМ после обсадки скважины при выходе ее из бурения, когда еще продуктивный пласт не был охвачен разработкой.

В некоторых случаях на поздних стадиях разработки месторождения дополнительной информацией об обводнении продуктивного пласта может служить наличие радиогеохимического эффекта, охлаждение разрабатываемого пласта закачиваемыми водами и осолонение цементного камня против него.

Радиогеохимический эффект устанавливают, сравнивая первичный (фоновый) замер ГМ с последующими замерами, проведенными в процессе разработки залежи. Радиогеохимический эффект считается установившимся, если естественная радиоактивность, обусловленная этим эффектом, на 10 % выше интенсивности естественного гамма-поля.

Метод термометрии позволяет только выявить наличие обводнения в пласте, но не дает возможности определять интервал обводнения, так как из-за вертикального переноса тепла по толщине пласта и вдоль колонны процесс охлаждения распространяется и на необводненные части пласта.

Осолонение цемента пластовыми водами можно обнаружить с помощью данных ННМ-Т или НГМ (по понижению $I_{\text{пр}}$ или по повышению $I_{\text{нγ}}$).

Для выделения обводнившихся продуктивных пластов могут быть использованы результаты исследования широкополосным акустическим методом при условии надежного сцепления цементного камня с породой и колонной. В этом случае нефтеносная часть пласта фиксируется малыми амплитудами продольных волн A_1 и A_2 при замерах двумя приемниками, в обводненной части продуктивного пласта эти амплитуды возрастают и достигают максимальных значений в водоносной части пласта независимо от минерализации пластовых и закачиваемых вод (рис. 38). Качество цементирования обсадной колонны оценивается с помощью акустического контроля цементирования. Эффективность использования данных акустического метода не зависит от минерализации нагнетаемой воды.

Многообещающим является способ выделения обводняющихся продуктивных пластов, основанный на изменении водородосодержания нефтеносного пласта при воздействии на него сильного акустического поля. Суть его заключается в следующем. В результате кратковременного акустического воздействия на нефтеносный пласт из нефти выделяется растворенный газ, который образует пузырьки. Содержание водорода в единице объема породы снижается и на кривых нейтронных методов (НГМ, ННМ-Т, ИННМ) бывший чисто нефтеносный пласт отмечается повышенными показаниями по сравнению с их значениями, зарегистрированными до акустического воздействия. В обводненном же продуктивном пласте такой эффект не наблюдается. Метод заслуживает большого внимания, так как при этом вообще нет ограничения в минерализации обводняющей пласт воды. В настоящее время данный метод находится в стадии промышленного опробования.

§ 20. ВЫДЕЛЕНИЕ ОБВОДНЕННЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ В ОБСАЖЕННЫХ ПЕРФОРИРОВАННЫХ СКВАЖИНАХ

Выделение обводненных пластов (интервалов) в обсаженных перфорированных скважинах — одна из наиболее важных задач при геофизическом контроле за разработкой месторождения, потому что результаты исследований таких пластов являются наиболее массовыми на месторождении и их обобщение дает возможность устанавливать характер и закономерности обводнения продуктивных пластов по площади и осуществлять оперативные решения по регулированию разработки залежей.

Данную задачу приходится решать длительное время, так как период работы скважины обводненной продукцией значительно больше безводного периода.

Трудность выделения обводненных продуктивных пластов в обсаженных перфорированных скважинах определяется тем, что против перфорированных пластов в стволе скважины находится неоднородная по физическим свойствам жидкость, цементный камень может быть разру-

шен или осолонен, в том числе и против нефтеносной части пласта, меняется во времени минерализация вод, обводняющих продуктивный пласт. Кроме этого, при выделении обводненных пластов обсаженные перфорированные скважины в момент их исследования геофизическими методами могут либо работать, либо быть остановленными. Все это требует специфического комплекса методов ГИС, технологии проведения геофизических исследований скважин и методики интерпретации данных ГИС при выделении обводненных продуктивных пластов.

Наиболее типичным и сложным является случай выделения обводненных продуктивных пластов в работающей скважине. При геофизических исследованиях может использоваться широкий комплекс методов: радиометрия, ИННМ, ИНГМ, НГМ, ННМ-Т, ГМ; методы, определяющие состав флюида в стволе скважины — резистивиметрия, влагометрия, плотностеметрия (ГПП-П), механическая и термокондуктивная расходомерия и высокочувствительная термометрия.

Интерпретация результатов исследований методами ИННМ, ИНГМ, НГМ и ННМ-Т принципиально не отличается от той, которая применяется при исследовании неперфорированных пластов. Однако, использование нейтронных методов в перфорированных скважинах ограничено из-за искажений их показаний за счет влияния прискважинной зоны пласта, отличающейся по своим физико-химическим свойствам от частей пласта, удаленных от ствола скважины. В перфорированных пластах наиболее информативны импульсные нейтронные методы — ИНГМ в условиях высокой минерализации воды ИННМ в случае их низкой минерализации. Импульсные нейтронные методы имеют также ограничения, особенно при обводнении пластов водами низкой минерализации и невысоком проценте их обводненности [1].

Основными методами выделения обводненных пластов в перфорированных обсаженных работающих скважинах являются методы изучения состава флюидов, высокочувствительная термометрия и расходомерия.

Использование методов изучения состава флюидов в стволе скважины для выделения обводненных продуктивных пластов в перфорированных обсаженных скважинах основано на исследовании отдающего пласта и жидкости, находящейся против него в стволе скважины, в период их работы как единой гидродинамически связанной системы. При этом предъявляются повышенные требования к техническому состоянию скважины: необходимы целостность цементного камня и хорошее его сцепление с породой и колонной выше и ниже интервала перфорации изучаемого пласта, отсутствие затрубной циркуляции и сторонних мест притока и поглощения жидкости. Следовательно, предварительно необходимо оценить техническое состояние эксплуатационной скважины (см. гл. VI).

Информативность методов ГИС, определяющих состав флюидов в стволе скважины, и расходомерии зависит от следующих условий: наличия полного диапазона изменения обводненности получаемой про-

дукции (0—100 %) и различных типов смеси нефти и воды (гидрофобная, гидрофильная и переходная), различной чувствительности методов ГИС к составу флюидов в этом диапазоне, широкого предела изменения дебитов скважин (от 0 до 300 т/сут и выше) и разных режимов течения смеси флюидов (ламинарный, турбулентный и переходный).

Наибольшая эффективность выявления обводненных пластов комплексом методов ГИС достигается в высокодебитных скважинах при струйном течении жидкости из перфорационных отверстий, обводнении нижнего пласта и содержании воды в продукции до 10—30 %. Соотношение воды и нефти в потоке оценивается методами резистивиметрии, влагометрии и гамма-гамма-плотностеметрии с помощью градуировочных графиков (см. § 28).

Интерпретация данных, полученных этим комплексом методов, после обработки результатов исследований осуществляется в следующем порядке.

1. Анализируют профили притока или приемистости путем сопоставления с предыдущими замерами и с профилями соседних нагнетательных скважин. Определяют пласты и объем закачки в них воды (см. § 25). Устанавливают возможное опережающее движение нагнетаемых вод по пластам.

2. Анализируют термограммы, зарегистрированные в действующей и остановленной скважинах. Отрицательная температурная аномалия свидетельствует об обводнении пласта за счет прихода фронта охлажденных вод (калориметрический эффект) (см. рис. 29).

Обводнение пласта также фиксируют по величине коэффициента Джоуля-Томсона $e_j = AT/Ap$, где AT - величина температурной аномалии в подошве нижнего пласта (дрессельный эффект); Ap - разница давлений на двух режимах работы пласта.

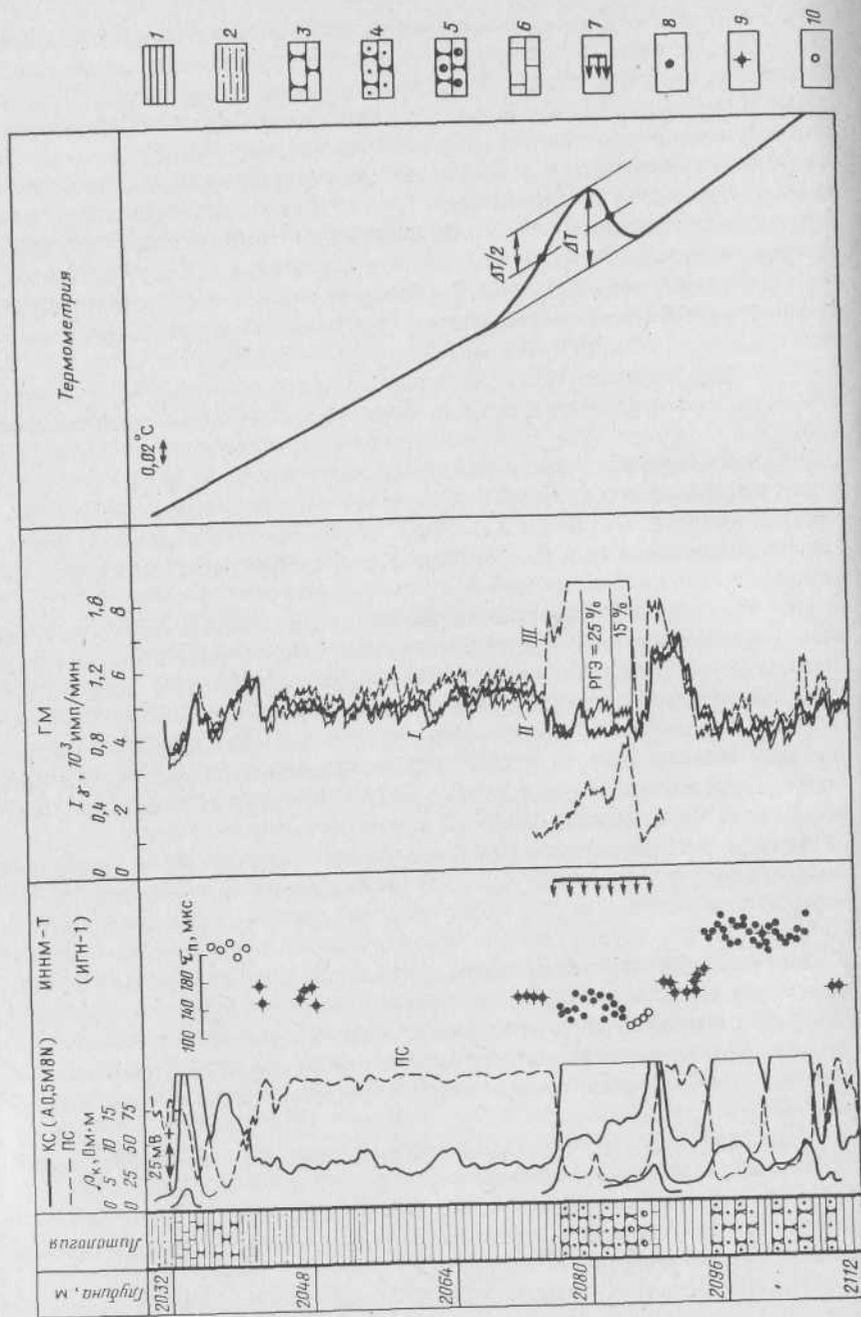
При депрессии на пласт 2 МПа изменение температуры за счет дрессельного эффекта на контакте нефть—газ составляет 5,8—9,2 °С, на разделе вода—нефть — 0,33—0,73 °С и на границе вода—газ — 5,47—8,47 °С.

Метод высокочувствительной термометрии позволяет выделять нефтеносные и водоносные пласты в остановленных скважинах за счет формирования температурных аномалий в работающих пластах до остановки скважин. По положительным аномалиям относительно геотермограммы выделяют нефтеносные интервалы, по отрицательным — водоносные (рис. 39).

Обычно обводнение подошвы пласта подтверждается значительным Дебитом по данным расходомерии.

В вышележащих пластах обводнение фиксируется по участкам термограммы, где она теряет монотонный характер. Интервал обводнения расположен под этим участком.

Обводнение вышележащих пластов может быть установлено путем сравнения измеренной величины AT_k за счет калориметрического эф-



фекта с расчетной ΔT_k^{\wedge} определяемой по формуле

$$\Delta T_{кр} = \frac{1}{Q + A Q} (\Delta T, -\Delta T),$$

где $\Delta T_{кр}$ — соответственно общий дебит восходящего потока и приток флюида из вышележащего пласта; ΔT_k^{\wedge} — приращение температуры в подошве отдающего пласта действующей скважины относительно геотермы; ΔT — температурная расчетная аномалия за счет дроссельного эффекта в нефтяном пласте.

В случае, когда $\Delta T_k < \Delta T_{кр}$, отдающий интервал характеризуется как обводненный.

Необходимо отметить, что наличие зумпфа в скважине позволяет получить однозначный ответ на вопрос: поступает ли вода в ствол скважины через нижние отверстия перфорации непосредственно из перфорированного пласта или вследствие затрубной циркуляции снизу (это определяется по величине термоградиента в зумпфе).

3. Производится анализ результатов исследования состава смеси в стволе скважины. Изменения состава флюидов привязываются к интервалам притока, выявленных по данным расходомерии (см. § 25). Первоначальная интерпретация методов определения состава флюидов в скважине состоит в установлении типа и режима течения флюида на изучаемых участках [6]. В гидрофильной смеси наиболее достоверно состав смеси устанавливается по данным резистивиметрии, в гидрофобной — влагометрии, в переходной смеси от гидрофильной к гидрофобной — по данным гамма-гамма-плотностеметрии. Наилучшие результаты по определению типа флюида получаются в турбулентном и переходном режимах течения флюида, так как в этом случае поток характеризуется относительно равномерным распределением воды и нефти и их скоростей по сечению колонны и, следовательно, близка к нулю их относительная скорость движения.

Использование методов исследования состава флюидов для выделения интервалов притока в ламинарном режиме малоэффективно. При ламинарном потоке целесообразно применять методы, обеспеченные пакерными приборами, которые приводят к турбулизации потока и даже иногда к гидрофобизации смеси.

Достоверность интерпретации, особенно в сложных ситуациях, существенно повышается, если полученные результаты исследований сравни-

Рис. 39. Определение обводненных интервалов в остановленной скв. 316 Усть-Балыкского месторождения по комплексу ГИС.

Замеры: / - до обводнения пласта, II - до закачки изотопов, III - после закачки изотопов. 1 — глина; 2 — алевролит; песчаник; 3 — водоносный, 4 — нефтеносный, 5 — обводненный; 6 — известняк; 7 — интервал перфорации; время жизни тепловых нейтронов: 8 — в нефтеносных пластах, 9 - в глинах, 10 - в водоносных и обводненных нефтеносных пластах

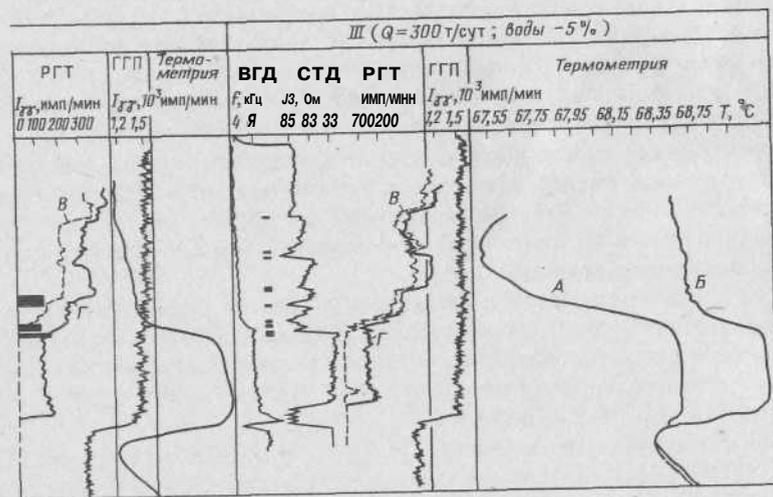
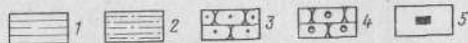
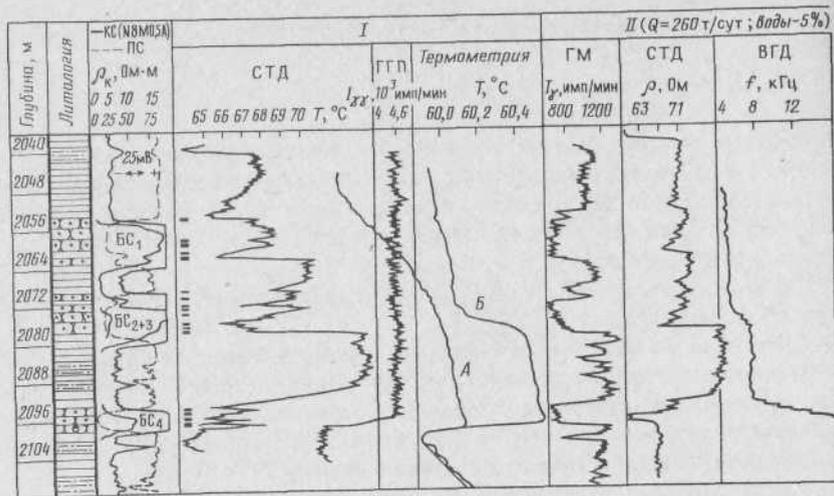


Рис. 40. Выделение обводненных и работающих интервалов и определение типа флюида в перфорированной скважине 832 Усть-Балыкского месторождения по комплексу ГИС.

Замеры: / — на начало разработки; Д /// — через 2 года 8 месяцев после ее начала; 1 — глина; 2 — алевролит; песчаник; 3 — нефтеносный, 4 — обводненный; 5 — работающие интервалы; запись кривых в скважинах: А — остановленной, В — работающей; В, Г — соответственно точечные и непрерывные замеры

вать с предыдущими. На рис. 40 приведены данные ГИС при работе скважины в безводный / и в обводненные //, /// периоды. Сравнивая данные расходомерии, плотностеметрии, влагометрии и термометрии, можно установить интервал обводнения подошвы продуктивного пласта БС₄ на глубине 2097-2100,4 м.

Обводнение кровельной части продуктивного пласта показано на рис. 41. Интервал обводнения 2492,6—2500,4 м фиксируется данными расходомерии, влагометрии, плотностеметрии, высокочувствительной термометрии. Кривая расходомера ДГД-8 показывает, что на этот интервал приходится 31 % всего дебита. По данным влагометрии и плотностеметрии фиксируется четкий нефтеводораздел на глубине 2500,4 м и увеличение содержания воды (по влагометрии) выше этой отметки. На термограмме в работающей скважине отмечается калориметрический эффект 0,06 °С и снижение температуры против верхнего интервала на 0,02 °С относительно вышележащего, что может быть объяснено лишь одним калориметрическим эффектом из-за близости соседнего работающего интервала.

В комплексе с рассмотренными методами для выделения обводненных участков могут быть использованы также кислородный метод (КАНГМ), ИНГМ и данные опробователей пластов на кабеле. Обводненный интервал в пласте устанавливается по данным ИНГМ, интервал притока — по КАНГМ, расходомерии и методам определения состава флюидов в стволе скважины.

Наиболее сложно выявить наличие обводнения при одновременной эксплуатации многопластовой залежи. Факт обводнения при этом можно установить, анализируя давления в пластах, которые определяются с помощью расходомерии и измерений манометрами на нескольких установившихся режимах работы скважины. Признаком обводнения пласта является повышенное в нем давление по сравнению с давлением в остальных пластах.

Особые трудности возникают при выделении обводненных пластов с высоким содержанием воды (более 60 %) в продукции по данным ГИС, что вызвано следующим: 1) ухудшением условий притока нефти; 2) понижением информативности методов определения состава флюидов — диэлектрической влагометрии и гамма-гшотностеметрии; 3) необходимостью проведения дополнительных исследований другими методами, повышающими эффективность решения задачи, например индукционной резистивиметрией, пакерной влагометрией и др.

Данная задача увереннее решается при достаточно высоких дебитах (более 40 т/сут) обводненных интервалов или работающих нефтью при значительном охвате заводнением по мощности пласта. В этих условиях удается выделять интервалы, отдающие нефть [3].

В силу недостаточного надежного технического обеспечения наиболее неблагоприятны для определения интервалов-обводнителей исследования структуры и характера потока низкодебитные скважины, фонд ко-

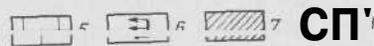
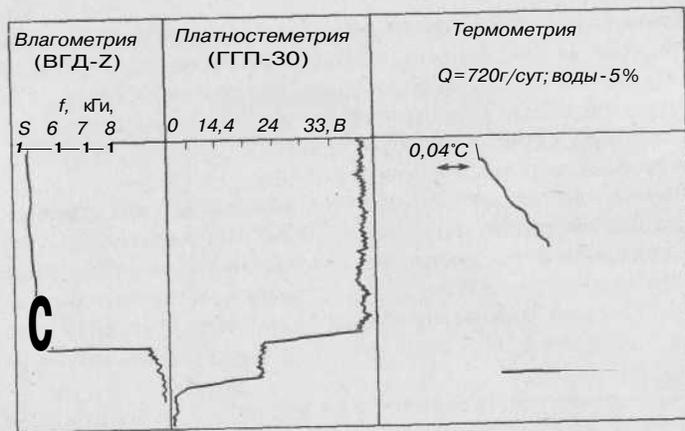
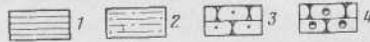
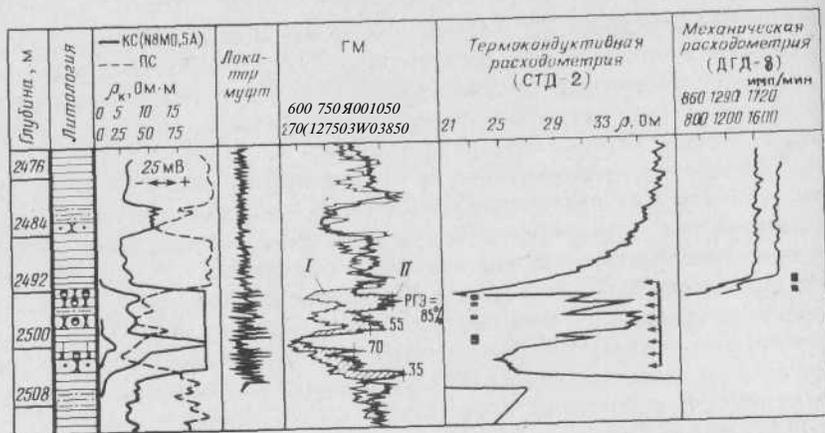


Рис. 41. Определение источника обводнения в скв. 440 Правдинского месторождения в кровле пласта по комплексу ГИС.

Замеры: I - основной, II - повторный (через 6 лет); 1 - глина; 2 - алевролит; „ е ~ к : 3 - нефтеносный, 4 - обводненный; 5 - известняк; 6 - интервал перфорации; 7 - участки проявления РГЭ, установленные по ГМ; 8 - работающие интервалы

торых обычно составляет значительную часть от всех эксплуатационных скважин, особенно на более поздних стадиях разработки месторождения.

Низкодебитные скважины работают менее устойчиво, часто в пульсирующем режиме. В этой ситуации ухудшаются условия для выноса воды,

затрудняется определение работающих интервалов пласта, менее достоверной получается информация о составе флюида в стволе скважины, снижается дифференциация и повторяемость кривых ГИС (рис. 42). Если имеются геофизические данные о работе низкодебитных скважин на ранней стадии эксплуатации, т.е. когда они работали при высоких дебитах, то целесообразно результаты геофизических исследований интерпретировать совместно с результатами, получаемыми после перехода скважин в разряд низкодебитных. Это повышает достоверность интерпретации геофизических исследований, что подтверждается результатами исследований скв. 905 Мамонтовской площади, которая исследована на двух режимах (/и//). Скважина работает с обводненностью продукции 11%. В ней перфорирован пласт БСю в интервале 2560—2571 м (см. рис. 42). В первом режиме скважина работала с дебитом 100 т/сут и по дебитограмме (СТД-2) достаточно уверенно выделяются работающие пропластки суммарной толщины 4,2 м при общей эффективной перфорированной мощности 6,2 м. По плотностеграмме (ГПП) до глубины 2571 м фиксируется вода ($\rho_B = 1 \text{ г/см}^3$), выше эмульсия ($\rho_3 = 0,9 \text{ г/см}^3$) с содержанием воды 47%. Над глинистой перемычкой наблюдается поступление нефти в ствол скважины. Показания влагомера интерпретируются аналогично. Термограмма отмечает ступенчатое нарастание температуры, характерное для обводнения в подошве пласта. Следовательно, пласт в интервале 2568,2—2570 м обводнен.

Картина работы этой же скважины резко меняется при другом режиме ее работы при дебите 40 т/сут. Сумма работающих интервалов по дебитограмме составляет только 3 м, причем интервалы выделены по данным основного (кривая А) и повторного (кривая В) замеров. Методы изучения состава флюида дают в целом ту же информацию, что и при первом режиме, но она кажется менее достоверной, особенно если рассматривать ее вне связи с первым режимом. И только термограмма полностью аналогичная первой, поскольку отражает температуру не столько ствола скважины, сколько пласта.

Выделение обводненных пластов в перфорированных обсаженных остановленных скважинах осуществляется методами радиометрии (НГМ, ННМ-Т, ИНЫМ, ИНГМ), высокочувствительной термометрии, при кратковременном возбуждении - методами расходометрии и меченых атомов.

Методы радиометрии в неработающих скважинах применяются лишь в благоприятных случаях, т.е. когда продуктивные пласты обводнены высокоминерализованными водами и отсутствует проникновение жидкости в пласты при глушении скважины. Последнее возможно при подборе плотности раствора в скважине.

На кривых термометрии обводнившиеся интервалы фиксируются пониженными значениями температур по сравнению с температурой соседнего участка на фоне положительной температурной аномалии относительно геотермы, возникшей за счет дроссельного эффекта (см. рис. 41).

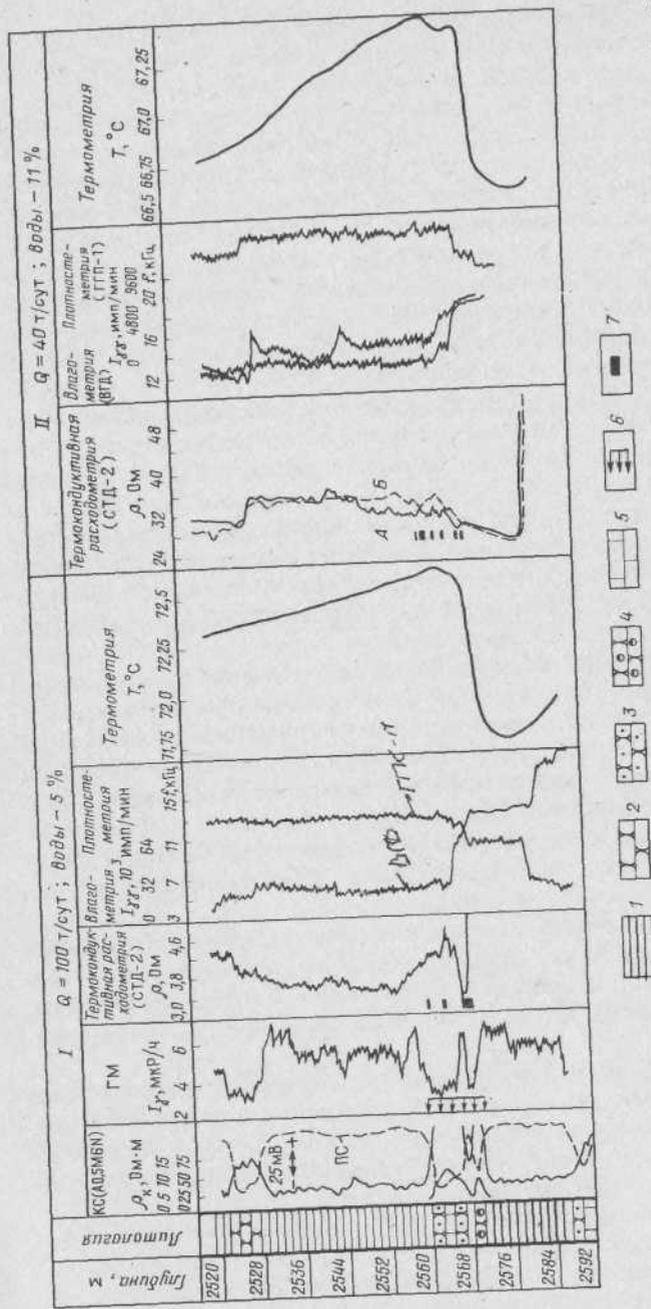


Рис. 42. Выделение обводненных и работающих интервалов в скв. 905 Мамонтовского месторождения на двух режимах (I и II) по комплексу ГИС.
 I — глина; песокник; 2 — водоносный; 3 — нефтеносный; 4 — обводненный; 5 — известняк; 6 — интервал перфорации; 7 — ра- ботающие интервалы; А и Б — основной и повторный замеры

По данным метода меченых атомов в модификациях индикации радиоактивными изотопами (ММА-И) или индикации элементами с аномальными нейтронными свойствами (ММА-Н) выявляются отпадающие и неотпадающие меченую воду пропластки. Неотпадающие пропластки интерпретируются как нефтеносные, отпадающие — как водоносные. Такой подход к интерпретации данных метода меченых атомов справедлив в случае примерного равенства давлений в нефтеносных и обводненных интервалах, в противном случае распределение меченой жидкости в пластах может дать ложную картину.

Обводненные участки выявляют, сравнивая два замера, проведенные до и после закачки меченой жидкости, в ММА-И — методом естественной радиоактивности ГМ, в ММА-Н — нейтронными методами в стационарном или импульсном варианте (см. рис. 39).

В скв. 316 Усть-Балыкского месторождения перфорирован пласт ВС1 в интервале 2076-2087 м. На момент исследований скважина была остановлена и задавлена соленой водой плотностью 1,17 г/см³. Для изоляции притока воды в ствол скважины необходимо установить обводненный интервал.

По данным ИНМ видно, что наибольшее поглощение соленой воды произошло в подолше пласта (интервал 2084—2087 м); времена жизни тепловых нейтронов составляют 130—135 мкс. Этот же интервал фиксируется как обводнитель и по данным ММА-И. Интервал 2084—2087 м после закачки активированной жидкости отмечается максимальными показаниями ГМ.

Нефтеносная часть пласта в интервале 2076—2084 м отмечается положительной аномалией АТ. Обводненный интервал 2084—2087 м фиксируется резким снижением температуры и отмечается на термограмме посередине аномалии АТ12.

Дополнительной информацией при установлении интервалов обводнения продуктивных пластов в работающих и остановленных обсаженных перфорированных скважинах служит наличие радиогеохимического эффекта (см. рис. 39). Несмотря на различную природу возникновения радиогеохимического эффекта (РГЭ), в большинстве случаев наличие аномалии РГЭ связано с обводнением интервалов продуктивного пласта или характеризует его активную выработку и последующее обводнение пласта (интервала).

К сложным случаям следует отнести исследования скважин, осваиваемых компрессорным способом. Как правило, это высокообводненные скважины, работающие с невысоким и не всегда устойчивым дебитом. Общепринятой методики для исследования таких скважин в настоящее время не существует. Изучать их приходится стандартными методами, рассмотренными выше, применяя лишь методику временных замеров в процессе возбуждения скважины для получения дополнительной информации. Эффективность геофизических исследований скважин при возбуждении компрессором существенно ниже, чем при возбуждении их Другими способами.

Как отмечалось выше (см. § 17) газонефтяные залежи часто имеют пластовые воды пониженной минерализации. В этих случаях выделение нефтегазовых и обводненных (в том числе водоносных) пластов по геофизическим данным представляет трудную задачу.

В случае низкой минерализации пластовых вод разделять нефтегазонаосные и обводненные (водоносные) коллекторы можно по результатам исследования скважин нейтронными методами по различию их водородосодержания, а не хлоросодержания.

Количество растворенного газа в нефти (газовый фактор), особенно в нефтегазовых залежах, больше, чем в воде. Наличие углеводородного газа в нефти уменьшает водородосодержание в единице объема нефти на 3—13 % в зависимости от количества растворенного газа, пластового давления и температуры, что приводит к увеличению плотности тепловых нейтронов против нефтеносного пласта и величины их среднего времени жизни $t_{\text{ср}}$.

Водородосодержание нефтегазового пласта может быть уменьшено, если газ в нефти будет находиться в свободном состоянии, например при снижении пластовых p_m или забойного $p_{\text{заб}}$ давлений до величины, меньшей или равной давлению насыщения $p_{\text{нас}}$.

Эффективность разделения пластов при наличии растворенного и свободного газа в нефти (в %) оценивается параметром

$$D = \frac{\tau_{\text{нп}} - \tau_{\text{нвп}}}{\tau_{\text{нвп}}} 100.$$

При содержании в пласте свободного газа эффективность разделения пластов по насыщенности (нефть, вода) значительно выше, чем при растворенном газе. Параметр D при наличии свободного газа изменяется от 12,4 до 22,5 %, при растворенном газе — от 11,4 до 13,5 % в зависимости от количества свободного или растворенного газа ($f_g = 2,2 \text{--} 22,5 \%$), пластового давления ($p_{\text{на}} = 5 \text{--} 20$ МПа) и забойного давления ($p_{\text{заб}} = 2,54 \text{--} 10$ МПа) [1].

При падении пластового или забойного давления ниже давления насыщения нефтегазонаосные пласты отличаются от водоносных водородосодержанием в результате перехода части растворенного газа в свободное состояние, что является петрофизическим основанием для их разделения по данным нейтронных методов. Использование нейтронных методов для выделения нефтегазонаосных пластов и оценки текущего положения ВНК возможно при следующих условиях: а) минимальное количество ($120 \text{ м}^3/\text{м}^3$) растворенного газа в пласте при пористости 20 % и нефтенасыщенности 80 %; б) создаваемая депрессия давления на пласт должна обеспечивать в поровом пространстве переход растворенного газа в свободное состояние.

Проводя измерения нейтронными методами в скважинах при $p_{\text{заб}} < p_{\text{нас}}$ " $p_{\text{пл}}$ " $p_{\text{нас}}$ " процессе работы скважины и при кратковременной

остановке или пуске ее можно выделить в исследуемом разрезе интервалы, отдающие газированную нефть.

Для этих целей лучше использовать нейтронный гамма-метод с зондом длиной 70 см.

Против обводненных и неработающих нефтеносных пластов показания нейтронных методов изменяются в пределах погрешности измерения. Если работает обводненный пропласток, выделенный как отдающий по диаграммам термометрии, термоанемометрии, плотностеметрии, расходомерии и другим методам, то против него не будут наблюдаться изменения показаний нейтронных методов при разнорежимных измерениях.

Методика проведения нейтронных измерений в добывающих скважинах следующая:

1) измерения ННМ-Т или НГМ осуществляют в скважине при рабочем режиме эксплуатации против пластов в интервале перфорации, пластов глин и плотных разностей горных пород внутри и вне зоны фильтра; скорость перемещения прибора 100-110 м/с, постоянная времени интегрирования $m_i = 15$ с;

2) скважину закрывают при нахождении прибора на забое; при установлении постоянного буферного давления исследования повторяют; точность регистрации, определяемая качеством диаграмм, должна быть не менее 3—5 % для зонда длиной 70 см;

3) диаграммы, зарегистрированные в действующей и остановленной скважинах, сравнивают между собой и по изменению показаний против пластов судят об их насыщенности и отдаче.

Измерения ИННМ можно проводить с автоматической регистрацией при скорости подъема прибора до 20 м/с и постоянной времени интегрирования 12—15 с.

Порядок измерений нейтронными методами в скважинах может быть и обратным.

Методика интерпретации разнорежимных исследований в зависимости от условий эксплуатации скважин имеет несколько разновидностей [1]. В благоприятных условиях (высокое газосодержание нефти — более $120 \text{ м}^3/\text{м}^3$, $f_g < p_{\text{нас}}$) нефтеносные интервалы выделяются путем сопоставления диаграмм, записанных при различных режимах работы скважины. В качестве опорных пластов выбирают глины или песчаники повышенного водородосодержания, расположенные внутри изучаемого интервала. При отсутствии таких пластов в разрезе выбирают интервалы, против которых наблюдаются наименьшие изменения показаний нейтронных методов при разных режимах эксплуатации.

Эффективность использования нейтронных методов для разделения нефтегазовых и водоносных (обводненных) пластов зависит от соотношения забойного (или пластового) давления в скважине и давления насыщения. Наибольшие изменения в показаниях нейтронных методов наблюдаются при забойных давлениях, составляющих 80-90 % от давления насыщения нефти газом.

ГЛАВА IV

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ТЕКУЩЕЙ И ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕ- И ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ И НЕФТЕ- И ГАЗООТДАЧИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Нефтяные месторождения

Коэффициенты текущей и остаточной нефтенасыщенности участков залежи, введенных в разработку, можно определять по данным метода сопротивления в специальных оценочных скважинах, пробуренных на нефилтующемся растворе, до крепления их; по результатам нейтронных методов в эксплуатационных скважинах; по диаграммам индукционного метода в эксплуатационных скважинах с открытым забоем и оценочных скважинах, обсаженных в интервале продуктивных отложений неметаллической колонной.

§ 21. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ТЕКУЩЕЙ И ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ В НЕОБСАЖЕННОЙ СКВАЖИНЕ

Методы КС и ПС. Коэффициент текущей нефтенасыщенности $k_{нт}$ обводненных продуктивных пластов находят по данным электрометрии скважин через параметр насыщения:

$$P_n = \rho_{нпоб} / \rho_{впоб} = f(k_{нт}),$$

где $\rho_{нпоб}$ — удельное электрическое сопротивление обводненного продуктивного пласта; $\rho_{впоб}$ — удельное электрическое сопротивление этого же пласта при 100%-ной насыщенности порового пространства смесью пластовой воды с нагнетаемой; вычисленное по соотношению $P_{нпоб} =$

$L-1 \cdot P_{нп} \cdot P_{см}$ (здесь $P_{см}$ — удельное электрическое сопротивление смеси пластовой и нагнетаемой вод, находящейся в данный момент обводнения в поровом пространстве обводненного продуктивного пласта.

Основную сложность при таком способе оценки $k_{нт}$ представляет определение $P_{см}$ — Удельное электрическое сопротивление смеси пластовой и нагнетаемой вод определяется двумя способами.

Способ Кузнецова—Леонтьева основан на нахождении величины $P_{см}$ по данным метода потенциала самопроизвольной поляризации горных пород при условии отсутствия или незначительного влияния потенциалов фильтрации. Для этого необходимо знать величины диффузионно-адсорбционных активностей горных пород $L_{дап}$ и вмещающих глинистых $A_{дагл}$.

Диффузионно-адсорбционная активность вмещающих глинистых $L_{дагл}$, выдержанных в литологическом отношении по простиранию пласта, может быть установлена по результатам лабораторных исследований об-

разцов глинистых с учетом поправки за пластовую температуру по формуле

$$A_{дагл}^{T_{пл}} = A_{дагл}^{T_{лб}} \frac{273 + T_{пл}}{273 + T_{лб}},$$

где $T_{пл}$ и $T_{лб}$ — соответственно пластовая температура и температура, при которой проводились лабораторные определения $A_{дагл}^{T_{лб}}$ — значение диффузионно-адсорбционной активности вмещающих глинистых при пластовой температуре $T_{пл}$.

Значения диффузионно-адсорбционной активности пластов-коллекторов обычно резко меняются в зависимости от глинистости коллектора и других факторов, и поэтому данные лабораторных определений $A_{дап}$ не могут быть использованы для количественной интерпретации кривых метода ПС. В связи с этим предлагается определять значение $A_{дап}$ по восстановленной величине амплитуды потенциалов ПС против рассматриваемого обводненного пласта $\Delta U_{ПСоб}$ по формуле

$$\Delta U_{дап} = L_{дагл} \cdot \Delta U_{ПСоб} / \rho_{в} \quad (27)$$

где $\rho_{в}$, $R_{ф}$ — удельные электрические сопротивления соответственно пластовой воды и фильтрата промывочной жидкости.

При этом первоначальную амплитуду потенциалов ПС можно восстановить по статическим зависимостям $a_{nc} = U_{ПС} / U_{нп}$, картам изолиний $U_{ПС}$ и по a_{nc} этого пласта в соседних необводнившихся скважинах по формуле

$$\Delta U_{ПСоб}^B = a_{nc} \Delta U_{ПСоп} \quad (28)$$

где a_{nc} — относительная амплитуда потенциалов ПС против интерпретируемого пласта в случае отсутствия его обводнения; $\Delta U_{ПСоп}$ — значения потенциалов самопроизвольной поляризации против опорного пласта.

Однако при выборе способа восстановления $\Delta U_{ПСоб}$ необходимо вначале оценить его точность для каждого конкретного продуктивного пласта. В зависимости от геологических условий его залегания эти способы могут давать различные погрешности.

Электрическое сопротивление смеси пластовой воды с нагнетаемой рассчитывается по формуле, полученной путем простых преобразований выражения (14) для потенциалов ПС против обводненного пласта:

$$h_{о.см} = \frac{L_{дагл} \cdot \Delta U_{ПСоб} + (L_{дап} - L_{дап}) \cdot \rho_{в} \cdot \Delta U_{ПСоб} - L_{дап} \cdot \rho_{в} \cdot \Delta U_{ПСоб}}{A_{дагл} - L_{дап}} \quad (29)$$

$\Delta U_{ПСоб}$ — величина амплитуды ПС против обводненного пласта относительно условной линии глинистых.

В случае обводнения неоднородного пласта он расчленяется на отдельные, более однородные прослои по данным методов тепловых ней-

тронов, естественной радиоактивности, микронзондов, потенциалов самопроизвольной поляризации горных пород, бокового экранированного заземления, индукционного, кажущихся сопротивлений малых градиентзондов, для которых уверенно находится удельное электрическое сопротивление. Величины ρ_{cm} против прослоя i в этом случае рассчитываются по формуле

$$\lg \rho_{cmi} = \frac{\Delta U_{ПС об (i-1)} - i + (A_{да ш i-1} - A_{да ш i}) \lg \rho_{ф} - A_{да ш} \lg \rho_{cmi-1}}{A_{да ш} - 2A_{да ш}} \quad (30)$$

где $A_{да ш}$ об $(i-1) - I \wedge^n P^n P^a \Pi^{e н и e} A \wedge п с$ прослоя i относительно прослоя $(i-1)$ по кривой ПС против обводняющегося пласта; $A_{да ш i-1} - B \wedge д а ш \sim$ диффузионно-адсорбционные активности соответственно прослоев $(i-1)$ и i ; P_{cm} ; $i P_{cm} M z \sim$ удельные электрические сопротивления смеси пластовой воды с нагнетаемой соответственно прослоев $(i-1)$ и i .

Данный способ определения ρ_{cm} неприемлем при наличии значительных фильтрационных потенциалов и при залегании обводненного пласта или отдельного прослоя неоднородного пласта среди плотных пластов.

Способ определения ρ_{cm} по М.Х. Хуснулину основан на использовании методики В.Н. Дахнова [2], предназначенной для определения удельных электрических сопротивлений пластовых вод по двум кривым $AUHQ$, зарегистрированным с глинистыми растворами, удельные сопротивления фильтратов которых $R_{ф1}$ и $R_{ф2}$ различаются не менее чем в 5 раз.

Сопротивление ρ_{cm} находят в результате решения системы двух уравнений:

$$\begin{aligned} AU_{ПС1} &= -k_{ПС} \lg(\rho_{ф1} / \rho_{cm}), \\ AU_{ПС2} &= -k_{ПС} \lg(\rho_{ф2} / \rho_{cm}), \end{aligned} \quad (3D)$$

где $AU_{ПС1}$, $AU_{ПС2}$ — зарегистрированные разности потенциалов ПС против обводненного пласта соответственно при известных электрических сопротивлениях промывочных жидкостей $\rho_{ф1}$ и $\rho_{ф2}$; $k_{ПС}$ — коэффициенты аномалии ПС.

Предлагается также графическое решение этих уравнений.

Такой способ определения ρ_{cm} связан с техническими трудностями, расходом средств и времени на приготовление и смену двух промывочных жидкостей разной минерализации и проведение двух замеров кривой потенциалов ПС.

Для дальнейшего определения коэффициентов текущей нефтенасыщенности необходимо знать k_n , P_n и P_w интерпретируемого пласта. Коэффициент пористости k_n определяется по известным методикам [2, 11], выбранным в соответствии с геологическими особенностями про-

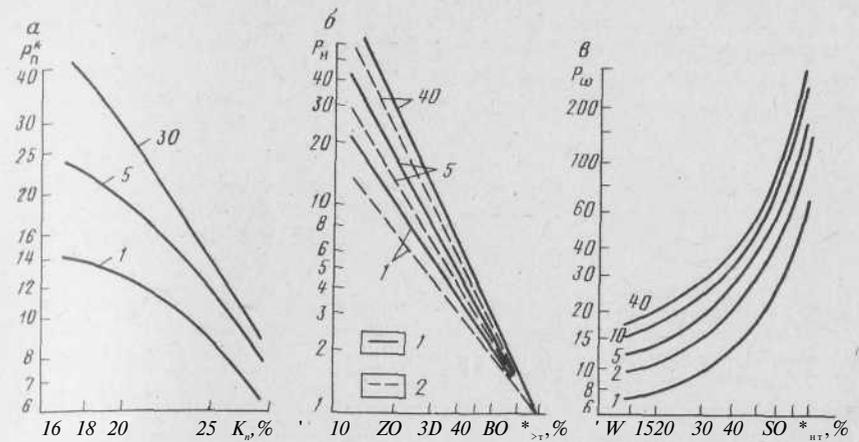


Рис. 43. Зависимости геофизических параметров, полученные при различных минерализациях насыщающих вод для продуктивного пласта ВВг Самотлорского месторождения.

$a - P_n^* = f(k_n)$; $b - P_n = f(k_n)$; $v - P_w = f(k_n)$.

Шифр кривых - минерализация насыщающих вод C_n (г/л)

дуктивного пласта и применяемым комплексом геофизических исследований разреза скважин. Относительное сопротивление пласта P_n зависит от коэффициента открытой пористости, степени цементированности породы, минерального состава, количества и типа цемента, минерализации насыщающего флюида, геометрии порового пространства и др. Поэтому при определении P_n обводненных пластов необходимо учитывать влияние k_n , ρ_{cm} и коэффициента глинистости материала $k_{гн}$ путем использования зависимостей $P_n^* = f(k_n, \rho_{cm}, k_{гн})$ полученных экспериментально или расчетным способом при различных значениях ρ_{cm} , k_n и $k_{гн}$ для конкретных продуктивных отложений (рис. 43, а). Применение таких зависимостей исключает необходимость введения поправок за поверхностную проводимость обусловленную наличием глингаистости коллек-

торе. В этом случае сопротивление пласта при 100 %-ной насыщенности порового пространства смесью пластовой воды с нагнетаемой можно считать по формуле: $\rho_{п об} = \rho_{cm}$.

При выборе зависимостей параметра насыщения P_n от коэффициента текущей нефтенасыщенности необходимо руководствоваться теми же соображениями, что и при расчете коэффициента пористости. Кроме этого, при оценке коэффициента и остаточной нефтенасыщенности обводненных продуктивных коллекторов по зависимости $P_w = f(k_n, \rho_{cm})$ последнюю необходимо строить по текущей водонасыщенности для разных значений ρ_{cm} (рис. 43, б). Можно оценить $k_{гн}$ также по

Таблица 4. Алгоритм определения текущей нефтенасыщенности продуктивных пластов, обводненных пресными нагнетаемыми водами

Вид операции	Способ выполнения (расчетные формулы)
1. Выделение продуктивных пластов, обводненных пресными нагнетаемыми водами	По данным методов ПС, КС, кавернометрии, ВДМ, ШАМ, ВП, по данным пластовых проб флюидов и информации о расформировании зоны проникновения (см. §18)
2. Определение p_{cm} смеси, заполняющей поровое пространство обводненных пластов-коллекторов:	
а) по способу Кузнецова-Леонтьева: определение a_c^{\wedge} пласта-коллектора, не обводненного пресными водами	Расчет по зависимости $\langle Q / CQ \rangle^{ka} p^n$ та изолиний a_{nc} или $O^{\wedge}Q$ ЭТОГО же пласта в соседних необводнившихся скважинах
восстановление величины $\Delta U_{ПСоб}^p$	Расчет по формуле (28)
определение величины $A_{да n}$	Расчет по формуле (27)
оценка $\rho_{см}$ смеси	Расчет по формулам (29), (30)
б) по способу Хуснуллина	Расчет по формулам (31) или графическим способом
3. Определение $\&_{нт}$:	
определение κ_n	По существующим методикам [2]
определение P_n по κ_n , $p_{см}$ и $\kappa_{нт}$	По эмпирическим или теоретическим зависимостям вида $P_n^* = f(\kappa_n, p_{см}, J)$ $P_{поб} = \Pi_{п} p_{см} \cdot \kappa_{п} \rho_{с}$
определение $p_{впоб}$	По результатам интерпретации данных БЭЗ.БМ и ИМ
определение $p_{поб}$	$P_{поб} \sim p_{нт}^{поб} \kappa_{поб}$
определение $\kappa_{нт}$ обводненного продуктивного пласта	По эмпирическим или теоретическим зависимостям вида $P_{нт} = f(\&_{нт}, p_{см})$ или $P_{нт} = f(\kappa_{нт})$ с учетом κ_n

зависимости $P_{нт} = f(\&_{нт})$ (рис. 43, в). Согласно сказанному выше составлен алгоритм количественного определения текущей нефтенасыщенности продуктивных пластов, обводненных пресными нагнетаемыми водами, по данным промысловой геофизики (табл. 4).

Рассмотрим определение текущей нефтенасыщенности обводненных продуктивных пластов на примере скв. 10391 Самотлорского нефтяного месторождения. Необходимо установить интервал обводнения продуктивных пластов нагнетаемыми водами и определить $\kappa_{нт}$ отдельных пропластков обводнения (см. рис. 29). Продуктивный обводненный горизонт БВ₈ находится в интервале 2184,4—2228,8 м. Месторождение разрабатывается с помощью законтурного и внутриконтурного заводне-

ния с нагнетанием речных вод. Сопротивление пластовой воды $p_w = 0,11 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, нагнетаемой $p_{вн} = 12\text{-Н6} \text{ Ом} \cdot \text{м}$, при пластовой температуре сопротивление фильтрата промывочной жидкости $R_f = 1,10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $L_{да гл} = 6,4 \cdot 8 \text{ м} \cdot \text{в}$.

Обводнение горизонта БВ₈ фиксируется по кривой ПС смещением условной линии глин в сторону отрицательных значений $\& U_{nc}$, что свидетельствует о преимущественном прорыве нагнетаемых вод в подошвенной части отдельных пропластков. Интервалы прорыва воды в этом пласте: 2184,4-2192,2; 2201,4-2213,4 и 2217,6-2228,8 м установлены по смещению условных линий глин на диаграмме ПС и снижению амплитуд ПС по сравнению с первоначальными, восстановленными по статистической связи $a_{nc} = j^n / y$, и подтверждаются данными термометрии. Минимум температурной кривой приурочен к интервалу 2223,6—2225,2 м, что объясняется наличием в его подошве плотного пропластка высокой теплопроводности, а также преимущественным продвижением нагнетаемых вод на контакте пород различного литологического состава.

Снижение температуры водоносного пласта в интервале 2241,6—2250,8 м, очевидно, объясняется перетоком вод из вышележащих пластов в затрубном пространстве. Отдельные пропластки с разными A_n выделялись по кривым ГМ и ННМ-Т. Значения $p_{см}$ для этих пропластков рассчитывались по формулам (29), (30). Наибольшая степень прорывности пласта нагнетаемыми водами отмечается в интервале 2210,0—2213,4 м, о чем свидетельствуют максимальная величина $p_{см} = 1,01 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ и значительная депрессия температуры.

Текущая нефтенасыщенность определялась по параметру насыщения с использованием связи вида $P_n = f(\kappa_{нт})$. Для этого сопротивление $p_{впоб}$ пласта в случае его 100%-ной насыщенности смесью пластовой и нагнетаемой вод находим через P_n по среднему значению коэффициента пористости ($\kappa_n = 23 \%$) для пласта БВ₈, установленному по керновым данным с учетом влияния на ρ_n поверхностной п: сводимости Π_n .

Коэффициенты текущей нефтенасыщенности выделенных пропластков для интервалов: 2184,4-2187,8 м; 2187,8-2192,2 м; 2201,4-2210,0 м; 2210,0-2213,4 м; 2217,6-2223,6 м; 2225,2-2228,8 м: соответственно равны 70, 50, 50, 30, 63 и 40 %.

Относительные погрешности 5 оценки $\kappa_{нт}$ по данной методике (рис. 44) слагаются из погрешностей определения исходных данных $\> \kappa_{нт} \> R_{впоб} \> \kappa_n$ - Из графиков следует, что при уменьшении степени обводнения пластов (увеличении параметра $j3_{nc} = AU_{uco} / AU_{ico}^{\wedge}$) величина относительной погрешности определения $p_{см}$, $p_{впоб}$ и F_H вначале падает, достигает минимального значения, а затем возрастает. Характер изменения кривых для указанных параметров одинаков при любой глинистости пластов, что характеризуется изменением относительной амплитуды ПС. Форма кривых в полулогарифмической сетке имеет параболический вид, причем с уменьшением a_{nc} параболы имеют

незавершенный вид. Экстремумы на кривых с уменьшением a_{nc} смещаются вправо по оси абсцисс от координаты $|3_{nc} = 0,5$, которая соответствует минимуму на кривых с $a_{nc} = 1$.

Кривые изменения погрешностей определения коэффициента κ_{nm} в зависимости от параметра $|3_{nc}$, построенные на полулогарифмическом бланке, имеют вид прямых, т.е. с уменьшением степени обводнения пласта (увеличение параметра $|3_{nc}$) погрешность уменьшается по экспоненциальному закону (м. рис. 44,г).

Анализ результатов определения p_{cm} , P_n и κ_{nm} и оценки их погрешностей показывает следующее:

1. В зависимости от глинистости пласта и минерализации нагнетаемых вод величина АЦТс обводненного пласта имеет предельные значения при полном вытеснении пластовой воды, так как в данном случае сопротивление смеси p_{cm} равно сопротивлению нагнетаемой воды при пластовых условиях. Поэтому практически невозможно обводнение пластов-коллекторов с $a_{nc} < 0,6$ при ($3_{nc} < 0,75$, с $a_{nc} < 0,7$ при $|3_{nc} < 0,5$ и с $a_{nc} < 0,8$ при $j3_{nc} < 0,25$ (см. рис. 44, а).

2. Точность оценки $|3_{cm}$ и соответственно промежуточных параметров $p_{|п о б}$ и $?_n$ несколько повышается с уменьшением глинистости коллектора (увеличением ИЦС) 'ес л и' параметры обводнения $|3_{nc}$ таковы, что сопротивление смеси нагнетаемой и пластовой воды приближается к сопротивлению фильтрата промывочной жидкости.

3. При снижении амплитуды $D^{\wedge} p_c$ на 100 % ($PHQ = 0$) из-за обводнения пресными водами продуктивного пласта с $a_{nc} = 0,9$ и 1,0 фиксируется остаточная нефтенасыщенность или близкая к ней текущая.

4. Погрешность определения κ_{nm} тем меньше, чем выше нефтенасыщенность порового пространства пласта-коллектора, т.е. чем ниже его глинистость (больше %_c) и выше параметр обводнения (3_{nc}).

Диэлектрический метод. Разработаны два способа определения κ_{nm} по данным диэлектрического метода. Первый способ предложен Ю.Л. Брылкиным [10]. Для нахождения κ_{nm} необходимо знать кроме самой величины диэлектрической проницаемости ϵ_n , установленной по результатам интерпретации данных ДИМ или ВДМ, коэффициент открытой пористости κ_n и минерализацию смеси пластовой и нагнетаемой вод. Для расчета величины κ_{nm} используются формула (Б) коэффициентами m, n , и A, p, q , характеризующими определенную минерализацию воды, или соответствующая номограмма (см. рис. 4). Пористость пласта можно оценить по данным ГИС [2] или взять как среднее значение по результатам анализов керн. Минерализация воды в обводненном пласте оценивается по данным метода потенциалов самопроизвольной поляризации (см. § 3).

Второй способ определения κ_{nm} по величине ϵ_n разработан В.Н. Романовым. Способ основан на расчете петрофизической модели с учетом экспериментальных исследований. Для нахождения κ_{nm} построены номограммы и палетки, относительная погрешность оценки A_{nm} не превышает

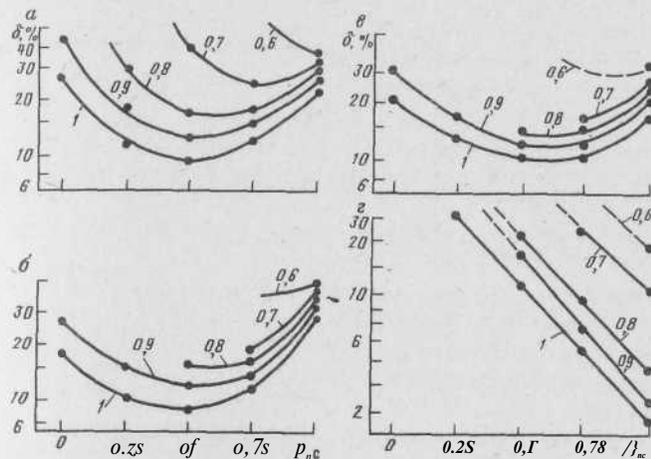


Рис. 44. Зависимости относительных погрешностей 5 определения Q_{cm} (а), $P_{впоб}$ (б), P_n (в) и κ_{nm} (г) от 3_{nc} .

Шифр кривых - a_{nc}

15 %. Способ применим при наличии дополнительной геолого-геофизической информации о литологии, пористости, глинистости, сопротивлении вод в пласте и их температурах.

Относительная погрешность определения κ_{nm} двумя рассмотренными способами по сравнению с κ_{nm} , найденными традиционным путем по параметру насыщения, не превышает ± 15 %.

Если через продуктивные пласты прошло воды не менее четырех объемов их порового пространства, то коэффициент текущей нефтенасыщенности равняется коэффициенту остаточной ($\kappa_{...} = \xi_{...}$).

наиболее достоверные сведения о κ_{no} получают по результатам электрометрических исследований скважин, пробуренных в выработанных участках залежи, в которых вытеснение нефти происходит пластовой или нагнетаемой водой, по минерализации, близкой к пластовой. При определении κ_{no} пользуются зависимостями $\kappa_n \approx P_n \tau об / P_{вп} = / (f_{cв}) >$ построенными для конкретных продуктивных отложений по текущим водонасыщенностям. Значение $p_{п о б}$ получают в результате интерпретации данных электрометрии, $p_{вп}$ определяется расчетным путем ($p_{вп} = P_n \Pi_n p_n$).

В случае вытеснения нефти пресной нагнетаемой водой κ_{no} определяются по данным КС и ПС или диэлектрического метода (см. выше).

Н.М. Свихнушиным предложен способ оценки коэффициента остаточной нефтенасыщенности по данным микрозондирования [20]. Суть этого способа состоит в том, что вычисляется параметр насыщения $P_{..} = P_{к нп} / p_{к в ?}$, (где $p_{к нп}$ $p_{к в ?}$ - показания микропотенциал-зонда в нефтеносной и водоносной частях пласта) с последую-

шим определением $\kappa_{но}$ по зависимостям $P_u = f(\kappa_{вт})$ с учетом минерализации фильтрата промывочной жидкости.

Поскольку радиус исследования микропотенциал-зонда составляет 5-7 см, то данный способ оценки $\kappa_{но}$ эффективен при $D_{3м}/d_c > 2n$ приводит к большим погрешностям в случае неодинаковой толщины глинистой корки против нефтеносной и водоносной частей пласта или при $Y_{гк} > 1,5-г2см$.

При использовании данных экранированных микрозондов $\kappa_{но}$ определяют по параметру $P_n = P_{нп} \cdot \eta \cdot \phi \cdot \rho_{пц} \cdot \rho_{гдс}$ $P_{нп}$ - показания экранированного потенциал-микрозонда в нефтеносной части пласта, $\rho_{пц}$ - удельное электрическое сопротивление смеси фильтрата промывочной жидкости и невытесненной пластовой воды, P_n - относительное сопротивление пласта, $\rho_{пц}$ - параметр поверхностной проводимости.

Если в разрезе скважины имеется соседний водоносный пласт, коллекторские свойства которого близки свойствам изучаемого пласта, или пласт вскрыт скважиной в зоне ВНК, то параметр $P_{но}$ рассчитывают по формуле $P_{но} = P_{нп} / P_{нпв}$, где $P_{нпв}$ - показания экранированного потенциал-микрозонда в водоносной части пласта.

При использовании данных экранированных микрозондов предъявляют более жесткие требования к глубине промытой зоны от стенки скважины (более 10 см) и менее — к толщине глинистой корки.

Интересен способ оценки $\kappa_{но}$ по комплексу исследований методами электрометрии прискважинной зоны продуктивного пласта, содержащей остаточную нефть, и после ее удаления из зоны поверхностно-активными веществами (ПАВ) [11].

Исследования осуществляют в следующем порядке:

- 1) проводят первый замер удельного электрического сопротивления $P_{зпн}$ и $P_{и}$ остаточной нефтенасыщенности в зоне проникновения;
- 2) закачивают водные растворы ПАВ с минерализацией, близкой к минерализации пластовой воды, в результате чего происходит полное оттеснение нефти из прискважинной зоны пласта под воздействием химического заводнения;
- 3) продолжают закачивание пластовой воды, что приводит к удалению ПАВ и восстановлению водонасыщения этой зоны ($\kappa_{с}$ ж 100 %);
- 4) проводят второй замер удельного электрического сопротивления зоны проникновения $P_{зпн}$ уже при 100 %-ном ее водонасыщении.

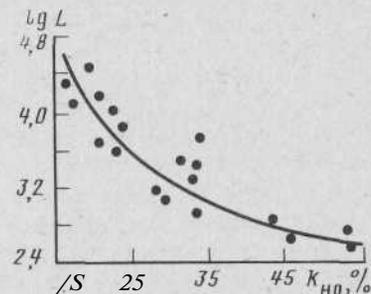
В этом случае $\kappa_{но}$ оценивается по формуле

$$\kappa_{но} = 1 - (\rho_{пц} / \rho_{пцн})^{1/n}$$

где n — показатель степени в эмпирической связи вида $P_n = \kappa_{но}^{-n}$.

В данном способе рекомендуется использовать для нахождения удельных сопротивлений прискважинной зоны методы электрометрии с

Рис. 45. Зависимость комплексного параметра $L = \kappa_{п} \kappa_{с} / \kappa_{н}$ от коэффициента остаточной нефтенасыщенности (по М.Л. Сургучеву)



большим радиусом исследования; при этом гарантируется точность оценки $\kappa_{но} \pm 3 \%$.

Разрабатывается количественная оценка остаточной нефтенасыщенности промытой зоны пласта по результатам гидродинамических исследований, которая основана на связи относительной фазовой проницаемости с величинами $\kappa_{с}$ и $\kappa_{нп}$ этой зоны [11]. Относительная фазовая проницаемость по воде $\kappa_{с}$ рассчитывается по формуле

$$\kappa_{с} = \kappa_{п} \cdot \phi \cdot \rho_{пц}$$

где $\kappa_{п}$ — коэффициент эффективной проницаемости пласта, определяемый по данным опробователя пластов на кабеле; $\rho_{пц}$ — коэффициент проницаемости по керну, отобранному из интервалов опробования пластоиспытателем.

Полученной величиной коэффициента нефтенасыщенности промытой зоны пласта $\kappa_{нп}$ оценивается коэффициент остаточной нефтенасыщенности $L_{но}$.

По способу Сургучева [11] величину $\kappa_{нп}$ находят с помощью комплексного параметра $L = \kappa_{п} \cdot \kappa_{с} / \kappa_{н}$ характеризующего динамическую неоднородность пласта по эмпирической связи $L = f(\kappa_{но})$ (рис. 45). Ценность способа заключается в том, что все параметры, входящие в выражение для вычисления L , можно получить по данным промысловой геофизики. Более грубая оценка $\kappa_{но}$ при благоприятных условиях может быть произведена через проницаемость, т.е. $\kappa_{но} = f(\kappa_{п})$.

Существует способ оценки $\kappa_{но}$, основанный на комплексной интерпретации данных ГИС (например, комплексирование методов индукционного, экранированного микрозонда и акустического) [11].

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности $\kappa_{но}$ можно оценить также по результатам лабораторных исследований образцов керна. Однако такое определение не всегда достоверно, так как в слабопродуктивных породах отбираемые керны промываются недостаточно, а поэтому получаемая величина $\kappa_{но}$ является завышенной. Наибольший интерес представляет изучение $\kappa_{но}$ кернов, отобранных из

промытых нагнетаемой водой пластов при бурении на нефилтрующем-ся растворе или при самоизливе скважины.

§ 22. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ТЕКУЩЕЙ И ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ В ОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИНАХ

При определении коэффициентов текущей и остаточной нефтенасыщенности продуктивных пластов в обсаженных скважинах наиболее широко используются результаты импульсных нейтронных методов.

Методика определения коэффициентов $k_{ин}$ и $k_{но}$ по данным ИНМ разработана Ф.А. Алексеевым, Я.Н. Васиным и Д.М. Сребродольским [24]. Она основана на использовании величины декремента затухания породы $X_{пп}$, связанной с коллекторскими свойствами и нефтенасыщенностью пород и описываемой выражением

$$\lambda_{пп} = \lambda_{пгп} - \lambda_{пгп} (1 - k_{п}) + k_{п} [\lambda_{пв} + k_{н} (\lambda_{пн} - \lambda_{пв})] + k_{гп} (\lambda_{пгп} - \lambda_{пск}), \quad (32)$$

где $\lambda_{пск}$, $X_{пв}$, $X_{пн}$, $X_{гп}$ - декременты затухания соответственно для скелета породы с нулевой глинистостью; воды, насыщающей пласт; нефти в пластовых условиях; глинистого материала.

Данные ИНМ позволяют оценить коэффициенты текущей и остаточной нефтенасыщенности при соблюдении следующих условий: вытеснение нефти из пласта осуществляется водой минерализации 200-250 г/л при $k_{н} = 10-15\%$ или $C_{н} > 100-450$ г/л при $k_{н} > 15-20\%$. В неглинистых высокопористых коллекторах возможно оценивать $k_{н}$ и при минерализациях 30-100 г/л. Коэффициенты текущей и остаточной нефтенасыщенности рассчитываются по формуле

$$k_{н} = \frac{k_{п} (\lambda_{пв} - \lambda_{пск}) - (\lambda'_{пп} - \lambda_{пск})}{*}, \quad (33)$$

где $X'_{пп} = \lambda_{пп} - k_{гп} (X_{гп} - \lambda_{пск})$, исправленная за глинистость величина декремента затухания породы-коллектора.

Величины $X_{пск}$ и $X_{гп}$ рассчитывают по результатам химического анализа зерна. В случае постоянного минерального состава скелета и цемента средние значения $X_{пск}$ и $X_{гп}$ обеспечивают определение $f_{нт}$ и $k_{но}$ с погрешностью до $\pm 5\%$.

Значения $X_{пв}$ и $X_{пн}$ оцениваются по измерениям ИНМ в неглинистых опорных пластах с известными $k_{о}$, $k_{н}$ и $X_{пск}$ с использованием формулы (32), а также расчетным путем по данным химических анализов воды и нефти.

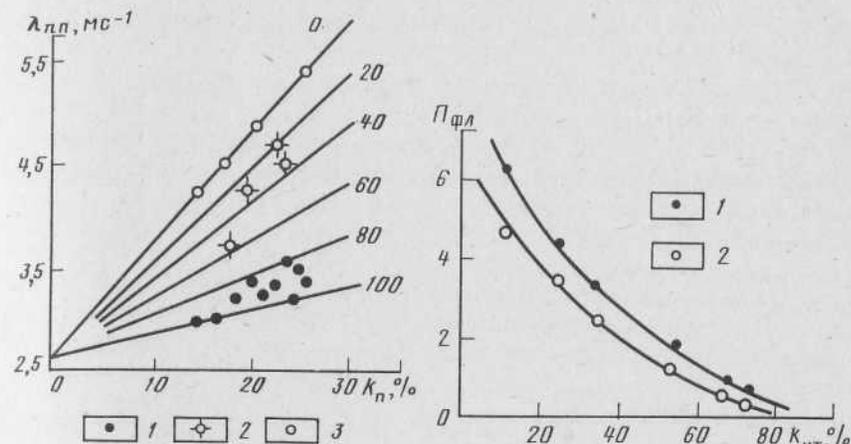


Рис. 46. Графический способ оценки нефтенасыщенности обводняющихся интервалов (по Я.Н. Басину). Интервалы: / - нефтенасыщенные, 2 - частично обводненные, 3 - водоносные и выработанные. Шифр кривых - $k_{н}$, %

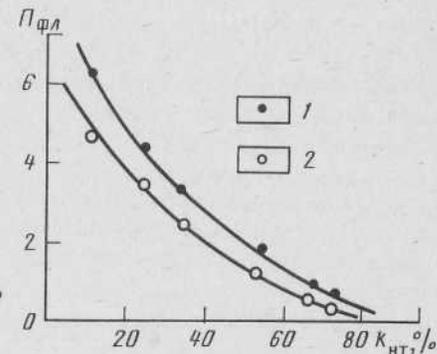


Рис. 47. Зависимости параметра подвижности $P_{пп}$ от коэффициента текущей нефтенасыщенности $k_{н}$ для Западно-Сургутского месторождения (по Г.А. Закусило). Пласты: 1 - БС₂₋₃, 2 - БС₁

Коэффициенты пористости и глинистости определяют по данным ГИС [2] или керновых анализов.

При достаточно большом времени задержки ($t_3 > 0,7-1,2$ мс) измеренные кажущиеся значения декремента затухания $\lambda_{пп} = 1/t_{пк}$ отличаются от истинной его величины $X_{пп}$ не более, чем на 10-15%. Коэффициенты $k_{ин}$ и $k_{но}$ можно определять по формуле (33), заменяя в ней истинные значения декрементов затухания твердых компонентов и флюидов породы их кажущимися величинами - $X_{пп}$, $X_{пв}$, $X_{пн}$, $X_{пгп}$, $X_{пск}$. Значения $X_{пгп}$ и $X_{пск}$ можно оценить по данным минерального или химического анализов в случае малой глинистости пород ($k_{гп} < 10-15\%$) и при $k_{гп}$, превышающей эти значения; $X_{пгп}$ и $X_{пск}$ определяются по величине $X_{пгп}$, измеренной против водоносных пластов с известными $k_{ин}$ и $k_{но}$. В этом случае $X_{пгп} = X_{пгп} - k_{гп} (X_{пгп} - X_{пск})$.

При графическом способе [5] определения $k_{ин}$ и $k_{но}$ (рис. 46) используются опорные водоносные и нефтеносные пласты с известными величинами $k_{н}$ и $k_{о}$. На плоскость $X_{пп} = f(k_{н})$ наносят точки для водоносных и нефтеносных неглинистых пластов и строят линии регрессии $\lambda_{пп} = f(k_{н})$ и $\lambda_{пгп} = f(k_{н})$. В случае глинистых пластов в $X_{пп}$ вводится поправка за влияние $f_{нт}$. Для построения семейства линий для $k_{н} = 10, 20, 30, \dots, 100\%$ расстояния между граничными линиями делят на число частей, кратных шагу изменения $k_{н}$ (рис. 46). Величина $k_{н} = 100\%$ соответствует фиктивному коэффициенту нефтенасыщенности,

попутавшейся за счет воды с эквивалентной минерализацией $C_n < 5$ г/л по NaCl.

При обводнении пласта пресными нагнетаемыми водами в пласт качивается вода высокой минерализации $X_{нвм}$; а затем пресная вода $X_{ивп} = X_n$ (по хлоросодержанию) и в обоих случаях по данным ИНМ устанавливаются декременты затухания пласта с минерализованной водой $\kappa_{инм}$ и с пресной $X_{ивп}$. Коэффициент $\kappa_{инм}$ рассчитывают по формуле (33), причем $X_{иск}$, $X_{инн}$ и $X_{ив}$ находят из соотношений $X_{иск} = C_{ивп} \sim X_{ивп} / (1 - \kappa_{инн})$, $X_{инн} = X_{инн}$ и $X_{ив} = X_{ивм}$.

Г.А. Закусило разработана методика определения коэффициента текущей нефтенасыщенности по данным термометрии [1]. В основу методики положена эмпирическая связь коэффициента $f_{нт}$ с параметром подвижности флюида $Пф_{л}$ (рис. 47), который равен

$$Пф_{л} = VAO, J(VH=1 = K_{рн} + \dots * пр.)$$

где κ_n - проницаемость пласта; $\kappa_{рн}$, $\kappa_{рв}$ - относительные фазовые проницаемости коллектора для нефти и воды соответственно; h - работающая мощность пласта; μ - вязкость жидкости в пластовых условиях; $Do = \mu_n / \mu_v \sim$ отношение вязкостей нефти μ_n и воды μ_v в пластовых условиях; $i = 1, 2, 3, \dots$ - индекс исследования.

По данным кривой восстановления температуры находят параметр гидропроводности пласта:

$$\kappa_{нв} h I_i = 0,336 - (Qe_i),$$

где i - тангенс угла наклона участка КВТ; e_i - коэффициент Джоуля-Томсона для нефти исследуемого пласта; Q - дебит скважины до ее останки.

Кривые восстановления температуры в разные стадии разработки месторождения регистрируются в кровле исследуемого перфорированного пласта. Зарегистрированный в работающей скважине продуктивный пласт выявляется по термограмме.

§ 23. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ТЕКУЩЕЙ И ОСТАТОЧНОЙ ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ГАЗОВЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Газовые месторождения

Для оценки коэффициентов текущей и остаточной газонасыщенности используют данные временных замеров нейтронными методами (НГМ, ННМ-Т, ИНМ и ИНГМ). По результатам этих замеров с помощью методик, изложенных в работах [5, 9], определяют текущие значения коэффициента газонасыщенности $\kappa_{гм}$ и анализируют динамику их изменения во времени относительно коэффициента начальной газонасы-

щенности $\kappa_{г}$, установленного по данным комплекса ГИС на момент вскрытия пласта.

Получаемые низкие значения $\kappa_{г}$, изменяющиеся в пределах ошибки измерения (+5%), могут считаться значением коэффициента остаточной газонасыщенности $\kappa_{г0}$.

Для оценки $\kappa_{гм}$ повторные диаграммы нейтронных методов сопоставляют по коэффициентам дифференциации против опорных пластов и стандартизируют в единых масштабах диаграммы первого и повторного замеров. По результатам повторных замеров, исправленных за изменение пластового давления по сравнению с первоначальным, выделяют пласты с изменившейся газонасыщенностью и определяют $\kappa_{гм}$.

Обработка повторных замеров выполняется в следующей последовательности.

1. Устанавливается тождественность повторных замеров первому по коэффициентам дифференциации этих замеров ($D_1/D_2 = 1 \pm 0,1$) против пластов. Стандартизация повторных замеров заключается в установлении единого масштаба первого замера и области разброса, обусловленной влиянием помех. Для этого определяют коэффициенты a , b зависимости

$$I_{n, i=1} = a I_{n, i=n} + b \pm c,$$

где $I_{n, i=1}$, $I_{n, i=n}$ - регистрируемые интенсивности нейтронных методов против одних и тех же опорных пластов (плотные пласты, глины, расположенные ниже ГВК) при первом и повторном замерах; c - уклонение, обусловленное влиянием помех и определяющее область разброса a .

Коэффициенты a , b и область разброса a для случаев большой и малой выборки опорных пластов или их отсутствия находят различными способами [9].

2. Показания повторных замеров против исследуемых пластов $I_{n, i=n}$ приводятся к масштабу регистрации кривой первого замера по соотношению

$$I_{n, i=n, пр} \sim a I_{n, i=n} + b.$$

3. В случае значительного изменения пластового давления на момент повторных измерений в показания $I_{n, i=n}$ вводят поправки за различие давлений, приводящие показания повторных замеров к условиям пластового давления первого замера.

Введение поправки осуществляется следующим образом:

а) по результатам первого замера $I_{n, i=1}$ по связи $A I_n = f(k_n)$ определяют коэффициент начальной газонасыщенности $\kappa_{гн}$ при начальном пластовом давлении p_n ;

б) значение $\kappa_{гн}$ приводится к фиктивным значениям $\kappa_{гф}$ для текущих пластовых давлений $p_{гф}$ на момент повторных замеров по формуле

$$\kappa_{гф} = \kappa_{гн} (0,23 - p_{гф}) / (0,23 - p_n);$$

в) для фиктивного значения начальной газонасыщенности находят двойной разностный параметр pq_r нейтронных методов по формуле

$$pq_r = \frac{I_{нсп} - I_{нср}}{I_{нср} - I_{нср}^0} (1 - k_r);$$

г) рассчитывается абсолютное значение фиктивного показания I_n^* нейтронных методов для k_m^* для случаев текущих пластовых давлений повторных замеров по зависимости

$$I_{иф} = I_{нсп} + I_{пвср} (1 - q_{гф}),$$

где $I_{нсп}$, $I_{нср}$ — средние показания нейтронных методов для пластов с максимальной газонасыщенностью ($k_s \approx 95\%$) и водоносных ($k_s = 100\%$, $D_r = 0$);

д) определяется поправочный коэффициент $k = I_{нср} / I_{нсп}$;

е) показания нейтронных методов повторных замеров $I_{нсп}$ приводятся к пластовому давлению первого замера.

4. Сравниваются показания $I_{нсп}$ и $I_{нср}$ и по ним выявляются пласты с изменившимся газонасыщением. Если $I_{нср} / I_{нсп} > 1 \pm 2a_n$, то изменяется газонасыщенность с достоверностью 95%.

5. Определяются коэффициенты текущей газонасыщенности для пластов с изменившейся газонасыщенностью по данным повторных замеров с помощью эмпирической зависимости $AI_n = f(k_r)$.

Данный способ позволяет оценивать коэффициент текущей и остаточной газонасыщенности со среднеквадратичной погрешностью $\pm 10\%$ при $k_s \approx 15\%$.

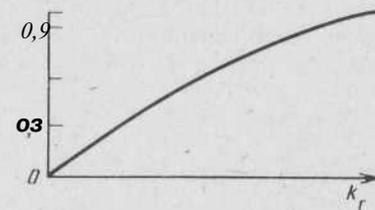
При определении коэффициентов текущей k_m или остаточной k_o газонасыщенности по данным ИНМ петрофизическую основу составляет величина декремента затухания тепловых нейтронов $X_{нсп}$ газоносного пласта, зависящая от его коллекторских свойств и газонасыщенности.

Коэффициенты k_m и k_o рассчитывают по формуле (33), в которой значение $X_{нсп}$ заменяется величиной $X_{нсп}$, представляющей собой декремент затухания тепловых нейтронов в газе при пластовых условиях. Важно учитывать, что величина $X_{нсп}$ зависит от химического состава газа и текущего значения пластового давления. Значение $X_{нсп}$ находится расчетным путем по известному составу газов или по эмпирическим данным [9].

Нефтегазовые месторождения

При одновременном движении по пласту нефти и газа, т.е. в условиях двухфазного потока, необходимо оценить степень вытеснения нефти газом, газа нефтью и газа водой и установить границы перемещения флюидов. Степень газонефтенасыщенности в обсаженных скважинах оценивается на основе эталонных зависимостей, получаемых либо в самих скважинах, либо на моделях пластов [1].

Рис. 48. Зависимость относительной единицы, определенной по данным нейтронного гамма-метода от коэффициента газонасыщенности для песчано-глинистых коллекторов ($k_n > 15\%$, $p = 10$ МПа) [5]



Газонасыщенность в нефтеносном коллекторе можно оценить при соблюдении следующих условий:

а) пористость пластов должна быть более 15% и меняться в пределах изучаемого разреза в небольшом диапазоне за счет глинистости при постоянстве скелетной пористости; б) наличие не менее двух опорных пластов — полностью нефтеносного и газоносного с известной газонасыщенностью; в) сравнительно низкие пластовые давления — до 30–35 МПа; г) изменение эксцентриситета колонны в интервале исследования должно быть невелико и вносить лишь незначительные искажения в данные нейтронных методов.

Для оценки коэффициента газонасыщенности используют эталонную зависимость (рис. 48), построенную по показаниям НГМ или ННМ-Т в разностных относительных единицах q и по коэффициентам газонасыщенности k_s скважинных или модельных исследований при пластовом давлении в опорных пластах $p_{нл.оп}$.

Относительная единица q рассчитывается по уравнению

где $I_{нсп}$, $I_{нсп} / I_{нсп}$ — показания нейтронных методов соответственно против исследуемого пласта, опорных газоносного и нефтеносного пластов. Литологический состав и скелетная пористость опорных и исследуемых пластов должны быть одинаковыми.

Если различие пластовых давлений опорных $p_{нл.оп}$ и исследуемых $p_{нл.исп}$ пластов составляет более 2 МПа, то определяемые по зависимости $q = f(k_s)$ коэффициенты газонасыщенности $k_{сп}$ приводятся к пластовым давлениям изучаемых пластов, т.е. истинное значение $k_{сп}$ рассчитывается по формуле

$$k_{сп} = k_{сп,оп} (623 - p_{нл.исп}) / (623 - p_{нл.оп}).$$

Основной недостаток данной методики определения k_m заключается в необходимости наличия двух опорных пластов с равной скелетной пористостью, полностью нефтеносного и газоносного с известной газонасыщенностью, что на практике не всегда выполнимо.

Практически в продуктивном разрезе пористость пластов имеет многомодальное распределение. В этом случае целесообразно разбивать все продуктивные пласты на конечное число групп и для каждой из них

оценивать экспериментальные значения $X_{игп}$ газоносного и $X_{нп}$ нефтеносного пласта по данным ИННМ. Тогда газонасыщенность исследуемого пласта можно рассчитать по формуле

$$q \sim \frac{\lambda_{шпоп} - \lambda_{инпоп}}{\lambda_{инпоп} - \lambda_{игпоп}} = k_{гн} / k_{гоп}$$

где $X_{нп}$, $X_{нпоп}$, $X_{гпоп}$ - декременты затухания плотности тепловых нейтронов исследуемого, опорных нефтеносного и газоносного пластов; $k_{гоп}$ - газонасыщенность опорного газоносного пласта, установленная по БЭЗ.

Для оценки k_g с точностью до 10—15 % погрешность оценки $X_{нп}$, определенная на временных задержках 800-1900 мкс, не должна превышать 2,5—5 %. Подобным образом можно строить зависимости $q = f(k)$ и по данным других нейтронных методов (ННМ-Т, НГМ).

При отсутствии опорных газоносных пластов в нефтегазовой залежи, что имеет место, например, в залежах, содержащих одновременно нефть и газ, значение $X_{гпоп}$ можно найти расчетным путем. Зная параметры $X_{нпоп}$ опорного пласта в нефтегазовой залежи и приняв остальные значения (k_g, k_n, k_c) одинаковыми для всего изучаемого интервала, можно записать

$$\lambda_{лгпоп} = \lambda_{нпоп} - k_{гн} k_{гн} \lambda_{нп} - \lambda_{нп} k_{гн}$$

где $X_{нп}$, $X_{лгп}$ - декременты затухания плотности тепловых нейтронов в нефти и газе.

Определив величину начальной нефтегазонасыщенности пластов по БЭЗ [2], коэффициент газонасыщенности по формуле (33), рассчитывают коэффициент начальной нефтенасыщенности $k_n = k_{гн} - k_g$.

Данная методика позволяет определять раздельно значения коэффициентов текущей и остаточной нефте- и газонасыщенности в нефтегазовых залежах при вытеснении нефти газом, газа нефтью и газа водой и коэффициентов конечной нефте- и газоотдачи.

Результаты исследований возможностей нейтронных методов при определении k_g , проведенных Ю.В. Коноплевым [1], показали: 1) наибольшей чувствительностью в области $k_n < 40$ % обладают ИННМ; 2) при $k_g > 40$ % - НГМ и ННМ-Т; 3) минимальные значения k_g , которые можно определить по данным нейтронных методов исследования скважин, равны 4-5 % для ННМ-Т с зондом 70 см, 9-НО % ИННМ и 25 % для НГМ с зондом 50 см.

Коэффициент, остаточной газонасыщенности $k_{гоп}$ устанавливается по данным нейтронных методов в заводненной части пласта вблизи газового контакта. Остаточная газонасыщенность, как правило, имеет низкое значение и изменяется в нешироких пределах — 20—30 %. Ее влияние на показания нейтронных методов незначительное. Поэтому исследования должны обеспечивать большую точность регистрации измеряемых нейтронных параметров и при их интерпретации необходимо строго учитывать влияние скважинных условий измерений. Определение $k_{гоп}$ по

данным нейтронных методов производится по методике оценки $k_{гоп}$, описанной выше. С целью обеспечения достоверного определения средних значений $k_{гоп}$ исследования скважин вблизи ГВК должны носить массовый характер. В случае, если положение ГВК не известно, то можно считать, что близкие неизменные во времени значения $k_{гоп}$ (в пределах ошибки измерения), полученные по повторным измерениям нейтронных методов, соответствуют коэффициенту остаточной газонасыщенности. При определении $k_{гн}$ и $k_{гоп}$ по данным нейтронных методов предпочтительнее использовать результаты замеров НГМ и ИННМ из-за их большей глубины исследования.

§ 24. ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ТЕКУЩЕЙ И КОНЕЧНОЙ НЕФТЕ- И ГАЗОТДАЧИ ПО КОМПЛЕКСУ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

Основное условие рациональной разработки месторождений — максимальное извлечение нефти и газа из залежей с минимальными для этого затратами. Степень извлечения нефти и газа из пласта определяется коэффициентом нефте- и газоотдачи. Различают коэффициент текущей нефте- и газоотдачи $t^?$ и коэффициент конечной нефте- и газоотдачи $T^?$.

Нефтяные месторождения

Коэффициент текущей нефтеотдачи равен отношению добытой нефти Q_H на данный момент времени к геологическим ее запасам $Q_{H\text{заг}}$.

Коэффициент конечной нефтеотдачи равен отношению извлеченной нефти на конец разработки месторождения $Q_{H\text{изв}}$ к $Q_{H\text{зап}}$, т.е. $t^?_{\text{кон}} = \frac{Q_{H\text{изв}}}{Q_{H\text{зап}}}$.

Выделяют еще коэффициент текущей нефтеотдачи заводненной части пласта $i^?_{\text{зав}}$, равный отношению добытой нефти $Q_{H\text{зав}}$ из заводненной части пласта за определенный период времени к геологическим запасам нефти $Q_{H\text{завзап}}$ этой части залежи, т.е. $t^?_{\text{зав}} = \frac{Q_{H\text{зав}}}{Q_{H\text{завзап}}}$.

В период заводнения отдельных участков залежи коэффициент нефтеотдачи определяют по формуле

$$i^?_{\text{зав}} = \frac{Q_{H\text{зав}}}{Q_{H\text{завзап}}}$$

где $k_{\text{охвзав}}$ - коэффициент охвата заводнением по мощности пласта, равный отношению мощности заводненного пласта к его первоначальной нефтенасыщенной мощности; $k_{\text{выт}}$ - коэффициент вытеснения нефти водой, газом и другими агентами.

Если определяется величина текущей нефтеотдачи, то рассчитывается коэффициент текущего вытеснения

$$k_{\text{нвытт}} = (k_{\text{н}} - k_{\text{нт}}) / k_{\text{н}} \quad (34)$$

если находится величина конечной нефтеотдачи, то коэффициент конечного вытеснения

$$k_{\text{нвыткон}} = *k_{\text{н}} - k_{\text{но}} \cdot k_{\text{н}}$$

Величина начальной нефтенасыщенности пласта определяется по данным прямых или косвенных оценок остаточной водонасыщенности $k_{\text{во}}$ на образцах керна (при этом $k_{\text{н}} = 1 - k_{\text{во}}$) или по результатам геофизических исследований пласта в незатронутой заводнением его части, либо соседних скважин, пробуренных до начала разработки месторождения [11]. Коэффициенты текущей и остаточной нефтенасыщенности устанавливаются по данным геофизических исследований обводненных продуктивных пластов или лабораторных исследований образцов керна (см. §21).

Данные для вычисления коэффициента $k_{\text{во}}$ можно получить только по материалам ГИС. Мощность заводненной части продуктивного пласта оценивают по результатам исследования методами электрометрии, радиометрии и акустическими (см. § 18-20).

Коэффициент вытеснения $k_{\text{нвыт}}$ может быть определен непосредственно по параметрам* влажности $P_{\text{в}}$ неизменной части пласта и промытой его зоны без отдельного определения $k_{\text{н}}$, $k_{\text{м}}$ и $k_{\text{во}}$. Для неизменной части пласта $P^{\wedge} = p_{\text{н}} / p_{\text{п}}$, для промытой зоны $P_{\text{в}} = p_{\text{н}} / P_{\text{п}}$. По соответствующим зависимостям $P_{\text{в}} = f(\omega_{\text{п}})$ находят значения объемной влажности этих зон: $a_{\text{п}} = k_{\text{н}} k_{\text{с}}$ и $\omega_{\text{п}} = k_{\text{с}} k_{\text{п}}$. По полученным значениям $\omega_{\text{п}}$ и $\omega_{\text{н}}$ рассчитывают

$$k_{\text{нвыт}} = (\omega_{\text{п}} - \omega_{\text{н}}) / k_{\text{п}} k_{\text{н}} = (\omega_{\text{п}} - \omega_{\text{н}}) / (k_{\text{п}} - \omega_{\text{п}})$$

С увеличением минерализации промывочной жидкости точность определения коэффициента вытеснения по параметру влажности возрастает.

Определение коэффициентов $k_{\text{нвыт}}$ и $k_{\text{нвыткон}}$ путем моделирования процессов вытеснения нефти целесообразно осуществлять на образцах керна большой длины. Если они имеют малую длину, то составляется один длинный образец путем тщательной шлифовки торцов отдельных однотипных по фильтрационно-емкостным свойствам кернов друг к другу.

Образцы насыщаются нефтью, состоящей из сырой нефти продуктивного пласта, разбавленной керосином. Для вытеснения такой модельной нефти следует брать воду, которой вытесняется нефть при заводнении залежи.

Преимущества определения коэффициентов вытеснения таким способом в том, что можно, во-первых, получать текущие значения $k_{\text{нвыт}}$ во-вторых, выявлять наличие связей между $k_{\text{нвыт}}$ и коллекторскими характеристиками пород.

С помощью зависимостей $k_{\text{нвыткон}} \sim A_{\text{п}}^*$ и $k_{\text{нвыткон}} = f(k_{\text{п}})$, установленных экспериментально, можно оценивать средние значения коэффициентов нефтеотдачи пластов.

Недостатками данного способа моделирования для оценки $k_{\text{нвыт}}$ являются сложность создания в лаборатории условий, подобных процессам, происходящим в пласте, продолжительность и трудоемкость исследований.

Определение коэффициента вытеснения $k_{\text{нвыткон}}$ по кривой отобранному из продуктивных пластов во время бурения скважин с использованием обычной промывочной жидкости, осуществляется по формуле Котяхова

$$k_{\text{нвыткон}} = \frac{1 - k_{\text{в}} - k_{\text{н}}}{1 - k_{\text{в}}} k_{\text{нвытт}}$$

где $k_{\text{с}}$ - коэффициент начальной водонасыщенности; $k_{\text{во}}$ - коэффициент остаточной нефтенасыщенности, найденный по керну; B - объемный коэффициент пластовой нефти; $k_{\text{нвыткон}}$ - коэффициент добывочного вытеснения нефти за счет ее разгазирования при снижении пластового давления до атмосферного.

Однако не всегда можно использовать $f_{\text{но керн}}$ для расчета $k_{\text{нвыткон}}$ уже указывалось в § 21, в слабопродуктивных породах $k_{\text{но керн}}$ по керну получается завышенным, поэтому величина $k_{\text{нвыткон}}$ оказывается заниженной. Наибольший интерес представляет изучение $k_{\text{но керн}}$ на кернах, отобранных из промытых нагнетаемой водой пластов при бурении скважин на нефельтрующемся растворе или самоизливе скважины.

Газовые месторождения

Так же, как в нефтяных месторождениях, различают коэффициенты текущей и конечной газоотдачи. Коэффициент текущей газоотдачи равен отношению добытого газа Q_{T} на данный момент времени к геологическим его запасам $Q_{\text{гзап}}$, т.е. $t_{\text{г}} = Q_{\text{T}} / Q_{\text{гзап}}$

Коэффициент конечной газоотдачи равен отношению извлеченного газа на конец разработки месторождения $2_{\text{гизв}}$ к $Q_{\text{гзап}}$, т.е. $1_{\text{гкон}} = 2_{\text{гизв}} / Q_{\text{гзап}}$

При знании коэффициента текущего газонасыщения коэффициент $t_{\text{г}}$ рассчитывается по формуле

$$t_{\text{г}} = (k_{\text{г}} - k_{\text{гн}}) / k_{\text{г}} \quad (35)$$

где $k_{\text{гн}}$ - коэффициент начальной газонасыщенности.

В случае оценки $k'_{\text{г}}$ без учета разницы начальных $p_{\text{н}}$ и текущих $p_{\text{п}}$ пластовых давлений в коллекторе коэффициент текущей газоотдачи определяется по формуле, которая учитывает эту разницу давлений,

$$\eta_{ГТ} = 1 - (k'_{ГТ} p_n) / (k_{ГТ} p_T).$$

Аналогично рассчитываются и коэффициенты конечной газоотдачи пластов:

$$\eta_{ГКОН} = (k_{ГТ} - k_{ГО}) / k_{ГТ} \text{ или } \eta_{ГКОН} = 1 - (k'_{ГО} p_n) / (k_{ГТ} p_K),$$

где $k_{ГТ}$ - конечное пластовое давление.

Коэффициенты текущей и конечной газоотдачи зависят от геологических, технических и экономических факторов и величина их изменяется в диапазоне 50—95 %.

Нефтегазовые месторождения

В нефтегазовых залежах в приконтактной зоне ГНК в зависимости от соотношения пластовых давлений в газоносной и нефтеносной ее частях может происходить вытеснение нефти газом или газа нефтью, вблизи ВНК нефть вытесняется водой. В этих случаях коэффициенты вытеснения нефти и газа из продуктивных пластов рассчитывают по следующим формулам:

- а) коэффициент вытеснения нефти водой — по формуле (34);
- б) коэффициент вытеснения нефти газом

- в) коэффициент вытеснения газа нефтью — по формуле (35).

Контроль за динамикой вытеснения нефти газом и газа нефтью производится по данным нейтронных методов. В процессе разработки газонефтяных залежей положение ГНК во времени изменяется (опускается или поднимается) в зависимости от объемов отбора нефти и газа. Изучение зоны перемещения ГНК нейтронными методами позволяет оценить коэффициенты текущей и остаточной нефте- и газонасыщенности и определить коэффициенты вытеснения нефти газом и газа нефтью.

При опускании ГНК происходит вытеснение нефти газом и обеспечивается высокая степень вытеснения нефти на первых метрах перемещения газонефтяного контакта ($\kappa_{н.в.г.г} = 70\text{--}85\%$) в песчаном высокопористом коллекторе. При подъеме газонефтяного контакта газ вытесняется нефтью, остаточная газонасыщенность составляет единицы и первые десятки процентов и коэффициент вытеснения газа достигает 90%.

ГЛАВА V

ИЗУЧЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТА

Эксплуатационные характеристики пласта, такие как приток и приемистость флюидов, работающая мощность, продуктивность, пластовое давление, состав флюидов и другие, являются важнейшими при разработке месторождений. Изучение и контроль этих характеристик с помощью геофизических методов исследования скважин особенно важно при совместной эксплуатации пластов с различными фильтрационно-емкостными свойствами, а также при поддержании пластового давления путем закачки в пласт вытесняющих агентов. По результатам гидродинамических и геофизических исследований эксплуатационных характеристик определяют коэффициент охвата залежи процессом вытеснения нефти и газа по разрабатываемому объекту в целом, коэффициент продуктивности отдельных пластов, качество их вскрытия. Эти данные являются основой для планирования мероприятий по повышению эффективности разработки залежей, увеличению охвата (воздействия) их заводнением, использованию различных методов интенсификации притока или приемистости флюидов, повышению нефтеотдачи, улучшению качества вскрытия пластов и т.д.

Эксплуатационные характеристики пласта изучают с помощью геофизических методов по комплексу данных, полученных после проведения исследований скважин расходометрией, термометрией, радиометрией, электрометрией.

§ 25. ВЫДЕЛЕНИЕ ИНТЕРВАЛОВ ПРИТОКА И ПРИЕМИСТОСТИ ПЛАСТА

Интервалы притока и приемистости флюидов в стволе скважин устанавливаются по комплексу геофизических методов — расходометрии, термометрии, радиометрии. На основе этих данных получают профили притока и приемистости флюидов, причем результаты исследований расходометрией являются базой для построения дифференциальных профилей.

Профилем притока или приемистости называют график зависимости количества Q жидкости (газа), поступающей из единицы мощности (или в нее) эксплуатируемого разреза, от глубины z ее залегания:

$$Q = \int_{h_n}^{h_k} q_z dz,$$

где h_n и h_k - соответственно глубины залегания подошвы и кровли эксплуатируемого интервала скважины; q_z - удельный дебит (расход).

Профиль расхода жидкости при движении ее вверх по стволу скважины называется профилем притока, при движении ее вниз - профилем приемистости. Кривые нарастающего значения расхода описываются выражением вида

$$Q_z = \int_{h_{п}}^z q_z dz.$$

Дифференцирование этих кривых по z дает кривые расхода отдельных участков скважины:

$$q_z = AQ_z JAz.$$

Кривая q_z нормируется по величине Q , как это следует из приведенных выше формул.

Профиль является основным исходным источником информации о распределении контролируемой величины потока в стволе скважины вдоль вскрытого перфорацией продуктивного разреза.

Изучение профилей притока или приемистости начинается на начальном этапе эксплуатации скважины и продолжается периодически в течение всего срока нахождения ее в составе действующего фонда скважин.

На начальном этапе разработки месторождения после пуска скважины в эксплуатацию и выхода ее на установившийся режим должен быть снят опорный профиль. Он снимается наиболее тщательной отражает условия, когда пластовые давления близки к первоначальному, продукцией является безводная нефть, а воздействие закачки на отдачу и энергетические параметры пластов несущественно. С опорным профилем в последующем должны сопоставляться все последующие профили, что создает условия для выявления изменений в эксплуатационных характеристиках пластов и технологическом режиме скважины.

Изменения во времени конфигурации профилей притока или поглощения указывают обычно на то, что произошло изменение соотношений пластовых давлений и, следовательно, в соотношении потоков из различных пластов, а также на перераспределение потоков вследствие обводнения или проведения геолого-технических мероприятий.

Опорный профиль должен быть снят повторно после проведения любых работ в скважине, связанных с изменением вскрытой мощности продуктивного коллектора (исключение или приобщение к эксплуатации пластов).

Дифференциальный профиль строится на основе откорректированной интегральной профилиграммы по расчетным значениям удельного дебита (расхода) q_i с помощью формулы

$$I = (Q_{i \max} - Q_{i \min}) / \Delta l,$$

где $Q_{i \max}$ и $Q_{i \min}$ — соответственно расход в верхней и нижней точках изучаемого интервала глубин, относящегося к глубинам /верх" и /ниж>

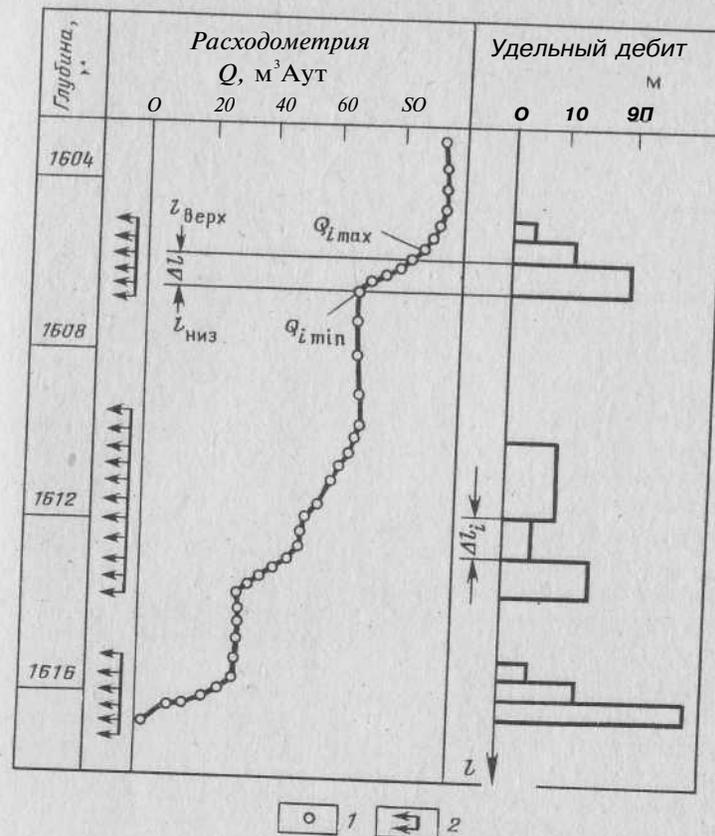


Рис. 49. Пример построения профилей притока (скв. 1405 Ромашкинского месторождения).

1 — точные замеры, 2 — интервал перфорации

$\Delta l = l_{\text{ниж}} - l_{\text{верх}}$ — величина выбранного интервала.

По этому профилю определяются расходы жидкости по отдельным участкам ствола скважины (рис. 49, 50).

Кроме этого при двухфазном потоке по данным совместной интерпретации дифференциального профиля и влагограммы вычисляют процентное содержание воды и нефти, положение интервалов их притока (рис. 50).

Интервал l — l_2 разбивают на участки l_1 по интегральной кривой профиля. На глубине l' расход жидкости составляет Q' при содержании воды S' , определенном по влагограмме. Количество воды, поступающей из этого участка,

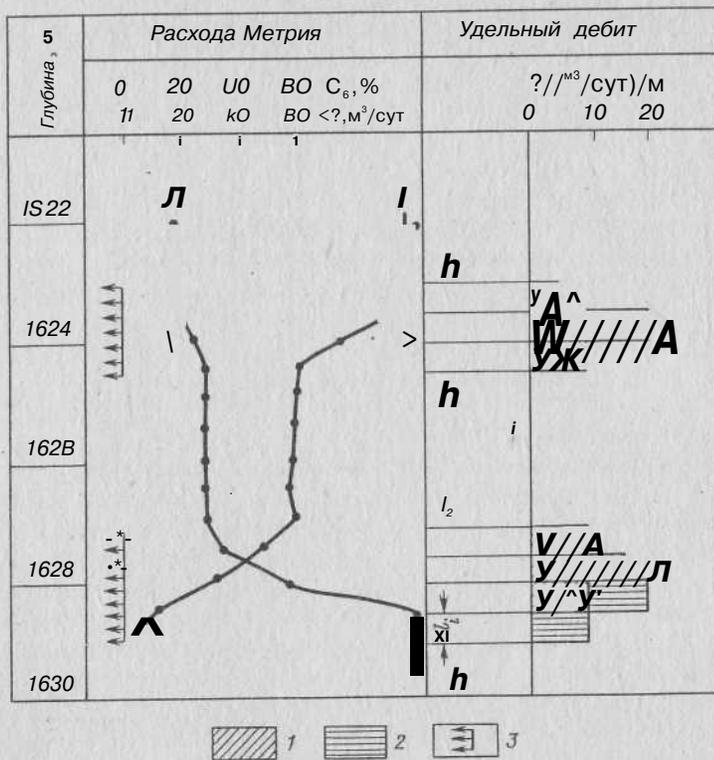


Рис. 50. Пример обработки показаний механического расходомера и влагомера. 1 — нефть; 2 — вода; 3 — интервал перфорации; / — дебитограмма; // — влагограмма

$$Q_B (l' - l_1) = \frac{Q'}{100} C'_B,$$

нефти

$$Q_H = Q' - Q_B (l' - l_1).$$

На дифференциальной дебитограмме на участке /' - l, в масштабе откладывают количество воды.

На участке /' - /'' общий дебит на глубине /'' составляет Q'' при содержании воды C'_в. Аналогично определяют раздельное содержание воды и нефти в общем потоке на глубине:

$$Q''$$

$$100$$

Для участка /' - /'' определяют количество воды и нефти следующим образом:

$$Q_B (l' - l'') = Q'' - Q_B (l' - l_1);$$

$$\Delta h (l' - l'') \sim H \sim 4 (l' - h).$$

Таким способом определяют по отдельности расходы нефти и воды по всем участкам продуктивной толщи и на дифференциальный профиль наносят данные по нефти и воде (см. рис. 50).

В связи с разнообразием условий, при которых выполняются потокометрические исследования в скважинах, несовершенством методов и технических средств измерений потоков флюидов интегральные профили расхода часто получаются искаженными и требуют корректировки.

Искажения профилей притока и приемистости могут быть обусловлены следующими причинами [6].

1. Неустановившийся или периодический фонтанирующий режим работы скважины. Признаком такого искажения является кажущийся приток или поглощение жидкости в неперфорированной части ствола скважины (рис. 51, IV).

2. Вихревое движение флюидов в колонне и в измерительном канале прибора, приводящее к ускорению или замедлению вращения турбинки. На профилеграмме при согласном направлении вращения вихревого потока и углов атаки лопастей турбинки возникают провалы (рис. 51, II), а при несогласном — отмечаются выбросы (рис. 51, /).

3. Нестабильная работа глубинного прибора и непостоянство коэффициента пакеровки. Нестабильность работы расходомера связана с затиранием турбинки, влиянием песка, износом цапф и др. Изменение коэффициента пакеровки обусловлено неплотным прилеганием пакера к колонне, например из-за ее повреждения, раздутия. Интегральный профиль в этих случаях получается сильно иззубренным (рис. 51, III). Иззубренность профиля может определяться также струйным характером истечения жидкости из перфорационных отверстий.

4. Непостоянство физических свойств двухфазного потока, в основном вязкости и плотности флюидов, и их влияние на коэффициент пакеровки. Чем меньше коэффициент пакеровки, тем больше изрезана профильная кривая.

5. Отличие скоростей фазовых составляющих потока от средней его скорости в колонне.

6. Перепад давления на приборе, при котором действие прибора подобно забойному штуцеру. Даже при малых депрессиях на прибор возникают значительные ошибки в очертании профилей.

7. Неправильная привязка расходограммы по глубине к интервалу перфорации.

8. Неравномерность движения прибора во время записи.

Наиболее значительные искажения профилей возникают при при-

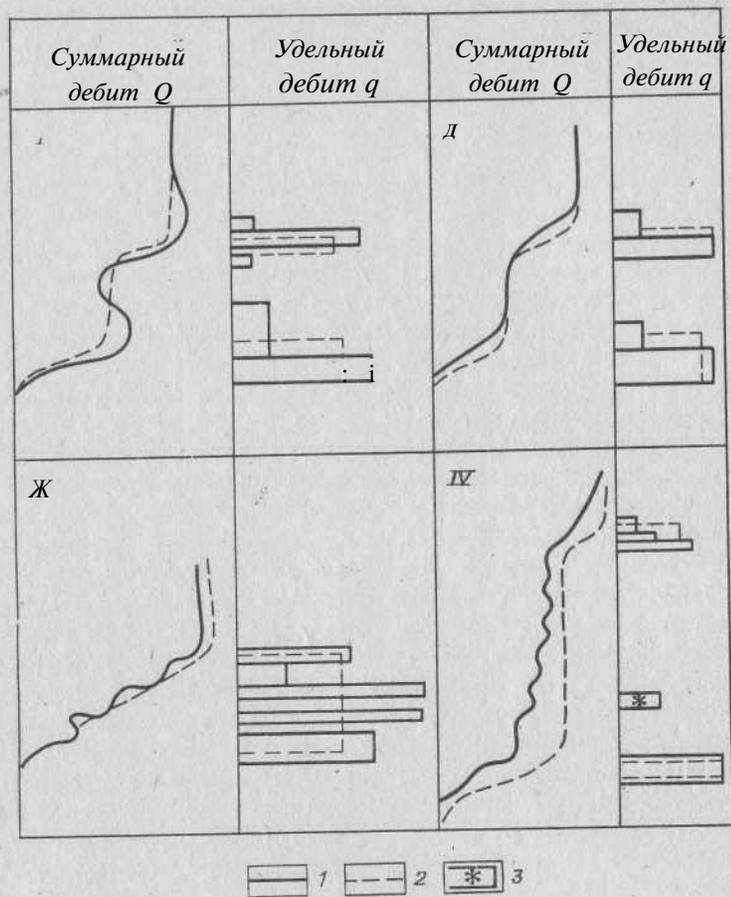


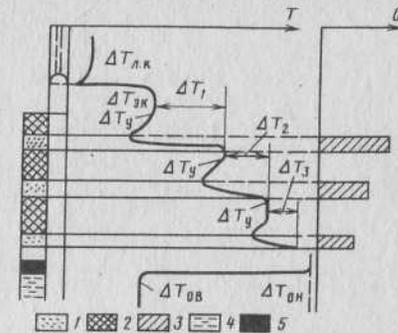
Рис. 51. Искажения профилей расхода при механической расходомерии. Искажения за счет: / — вихревого движения встречного потока, II — попутного движения потока, /// — изменения коэффициента пакеровки, IV — нестационарного режима работы скважины; суммарный и удельный дебиты: 1 — искаженные, 2 — исправленные; 3 — кажущийся приток

менении беспакерных механических расходомеров и термокондуктивных расходомеров.

Коррекция интегральных профилиграмм возможна лишь в том случае, если причины этих искажений установлены однозначно. Причины некоторых искажений профилиграмм устанавливаются по результатам повторных замеров контрольных точек и по сопоставлению с литологией разреза, определенной по данным комплекса ГИС. Неповторяющиеся участки профилиграмм корректируют путем их усреднения. Выделенные

Рис. 52. Выделение работающих интервалов в обсаженной скважине по кривой термокондуктивного расходомера.

Участки пласта: 1 — работающие, 2 — неработающие; 3 — профиль притока флюида; 4 — вода; 5 — нефть



работающие интервалы на дифференциальном профиле должны соответствовать проницаемым участкам на диаграммах ГИС. Как правило, распределение интервалов приемистости или отдачи продуктивных пластов подчиняется тому же закону, что и распределение коэффициента проницаемости по пласту.

Наличие незначительных искажений интегральных профилей может привести к неправильному построению дифференциальных профилей. Поэтому дифференциальный профиль необходимо строить лишь после соответствующей корректировки интегрального.

В случае однофазного потока на кривой термокондуктивного расходомера нижняя граница интервала притока или приемистости флюида отмечается переходом от максимального значения AT к меньшему, а верхняя — минимумом LT (рис. 52).

На термокондуктивной расходограмме наблюдается ряд характерных интервалов:

1) участок эксплуатационной колонны выше работающих пластов с показаниями $DZ_{эк}^{II}$, соответствующими суммарному дебиту (расходу) скважины;

2) участок эксплуатационной колонны ниже работающих пластов в неподвижной среде с показаниями в нефти $DГ_{он}$ и в воде $DУ_{обв}$, в остановленной скважине четко отмечается раздел нефть—вода по резкому возрастанию приращений $DГ$ при пересечении прибором контакта воды с нефтью;

3) участок установившегося потока в интервале работающих пластов с показаниями $AT_{г}$;

4) участок в лифтовой колонне, отмечающийся снижением показаний $AT_{л.к}$ за счет возрастания линейной скорости движения флюида.

При двухфазном потоке интерпретация терморасходограммы усложняется. В этом случае выделено четыре основных типа терморасходограмм при различных соотношениях величин расходов воды и нефти (рис. 53), для которых в табл. 5 даны соотношения приращений температур $D T_{в}$ характерных точках.

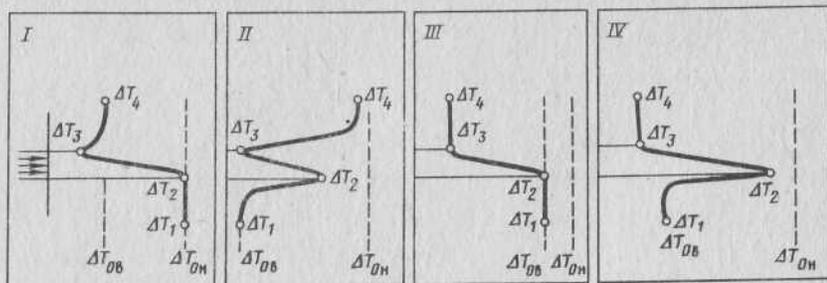


Рис. 53. Схематические терморасходограммы, полученные для различной обводненности продукции.

I-IV - типы диаграмм (см. табл. 5).

Основная задача при изучении профилей расхода, полученных в процессе исследования длительно эксплуатирующихся скважин, заключается в оценке влияния закачки воды на эксплуатационные характеристики пласта. Анализ профилей на каком-то этапе исследования сводится к их сопоставлению с ранее полученными профилями в этой скважине и с профилями соседних добывающих и нагнетательных скважин. Для лучшего выявления динамики расхода во времени профили целесообразно нормировать. Нормированные профили позволяют четко различать характерные изменения кривых расхода независимо от величины расхода. Процесс нормирования сводится к расчету коэффи-

Таблица 5. Характеристики терморасходограмм и состав водонефтяных потоков

Тип диаграмм	Характеристика терморасходограмм	Состав потока нефти и воды
I	$\Delta T_1 \approx \Delta T_2$ $\Delta T_3 < \Delta T_2$ $\Delta T_4 > \Delta T_3$ $\Delta T_4 < \Delta T_2$	Значительные притоки нефти с водой ($>20 \text{ м}^3/\text{сут}$). Среда однородная, эмульсия устойчивая
II	$\Delta T_1 < \Delta T_2$ $\Delta T_3 < \Delta T_2$ $\Delta T_4 > \Delta T_3$ $\Delta T_4 > \Delta T_2$	Значительный приток нефти, водонефтяной раздел находится ниже работающего интервала. С ростом дебита разность $T_{он} - T_{н}$ увеличивается
III	$\Delta T_1^* > \Delta T_2$ $\Delta T_3 < \Delta T_2$ $\Delta T_4 \ll \Delta T_3$	Слабые (1-10 $\text{м}^3/\text{сут}$) удельные притоки нефти, воды, нефти с водой; интервал притока располагается под уровнем водонефтяного раздела. Аналогично отмечаются поглощающие интервалы
IV	$\Delta T_1 < \Delta T_2$ $\Delta T_3 < \Delta T_2$ $\Delta T_4 \approx \Delta T_3$	Слабый приток нефти при удельном дебите 10-30 $\text{м}^3/\text{сут}$. Интервал притока располагается под уровнем водонефтяного раздела

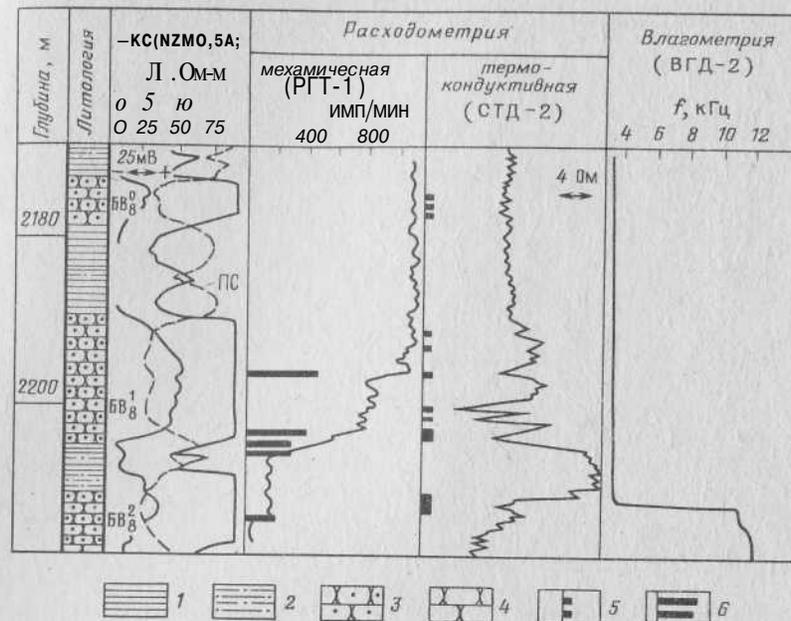


Рис. 54. Определение работающих интервалов и профиля притока в пласте ВВ₈ Самотлорского месторождения.

1 — глина; 2 — алевролит; песчаник; 3 — нефтеносный, 4 — водоносный; 5, 6 — работающие интервалы соответственно по СТД и РГТ

циентов изменения масштабов нормируемых профилей $\xi_{нор} = \frac{Q_{нор}}{Q_{б/ш}} \left(\frac{\Delta T_{нор}}{\Delta T_{б/ш}} \right)^{0.5} \sim \frac{Q_{нор}}{Q_{б/ш}}$ — наибольшее значение расхода на нормируемом профиле) и нахождению для каждой ступени расхода Q — его нормированного значения $g_{нор}$, т.е. $G_{нор} = Q_{нор} \cdot H$.

При анализе повторных профилей расхода в ряде случаев можно выявить интервалы обводнения пласта. Динамика производительности обводняющегося пласта такова, что на начальной стадии обводнения приток снижается из-за уменьшения относительной проницаемости при двухфазном течении жидкостей, а затем возрастает. Если вязкость воды меньше вязкости нефти, то при неизменной депрессии приток из обводнившегося интервала становится выше, чем до обводнения.

Комплексное использование данных механической и термокондуктивной расходомерии для выделения интервалов притока показано на рис. 54. Скважина работает безводной нефтью (данные влагомерии), на кривой механической расходомерии отмечаются три скачка, отражающие притоки из пластов ВВ₈ и ВВ_г, причем в подошве пласта ВВ₈ фиксируется работа трех пропластков. Данные термокондуктивной рас-

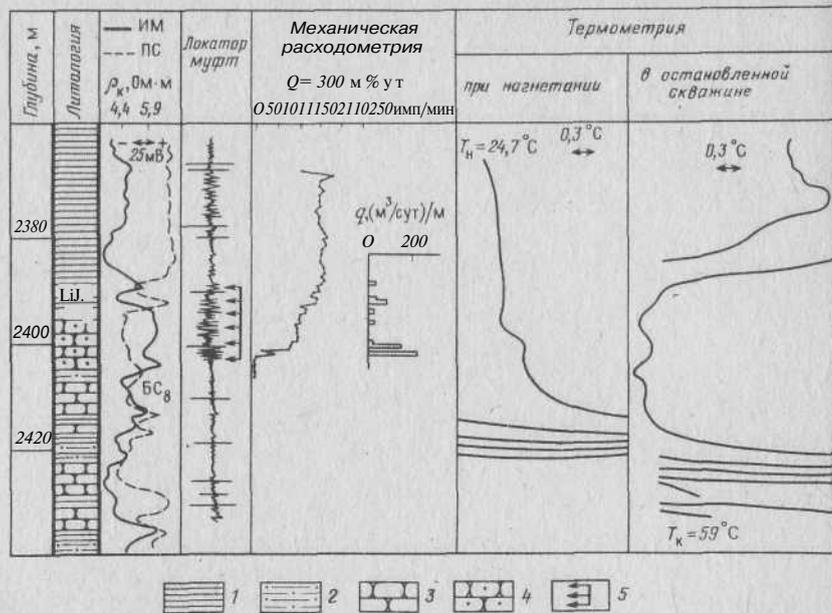


Рис. 55. Результаты исследований нагнетательной скв. 169 Тепловской площади. 1 — глина; 2 — алевролит; песчаник: 3 — водоносный, 4 — нефтеносный; 5 — интервал перфорации

ходомерии подтверждают работу этих интервалов, но дополнительно указывают и на слабые притоки нефти из пласта БВ₈, из верхней и средней частей пласта БВ.

Механическая расходомерия позволяет устанавливать количество поглощаемой жидкости по пластам или их интервалам, оценивать полностью участия пластов в заводнении. Термометрия или термоиндикация расхода, проведенные в процессе закачки воды, дают дополнительную информацию о поглощающих интервалах в зоне нечувствительности гидродинамического расходомера, а также указывают на возможные перетоки за колонной ниже интервала перфорации.

Так, из рис. 55 следует, что нагнетаемая вода по данным механического расходомера поступает в пласт БС₈, перфорированный в кровельной части, в интервале 2387—2403 м, причем 32 % общего количества нагнетаемой воды поступает в верхнюю часть интервала перфорации и 68 % уходит в нижние его отверстия. Но по термограмме, записанной в режиме нагнетания, видно, что движение воды продолжается и за колонной — она перетекает в неперфорированную водоносную часть пласта. Однозначный ответ о действительном интервале поглощения воды дает термограмма, полученная в остановленной скважине, она качественно характеризует пласт-поглотитель, степень охлаждения которого зависит

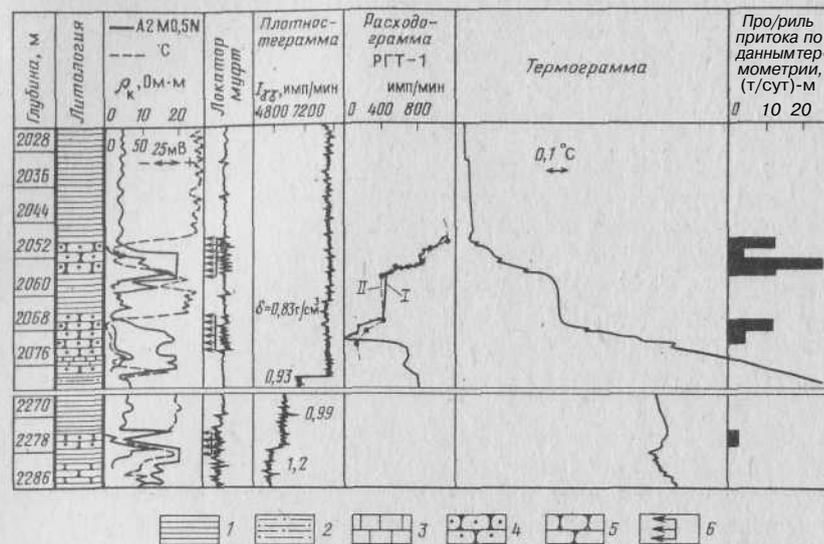


Рис. 56. Пример интегрального и дифференциального профилей притока по данным высокочувствительной термометрии в скв. 208 Западно-Сургутского месторождения.

/, // - повторные замеры; 1 - глина, 2 — алевролит, 3 - известняк, песчанику 4 — нефтеносный, 5 - водоносный; 6 - интервал перфорации

от его приемистости, длительности нахождения под закачкой и температуры нагнетаемой воды. По данным термометрии интервал поглощения воды (2387—2420 м) значительно больше интервала перфорации.

Для правильного истолкования результатов исследования нагнетательных скважин важно знать распределение давлений в пластах. Если в начальный период разработки разность давлений в соседних пластах невелика, то на более поздних стадиях при неравных величинах приемистости и соотношения отборов и закачки она может достигать нескольких мегапаскалей. В этих условиях профили поглощения пластов могут искажаться, не отражая потенциальные возможности коллекторов и искажая истинное представление о совершенстве вскрытия и освоении пластов под нагнетание.

Данные высокочувствительной термометрии позволяют определить интервалы притока флюидов в перфорированных пластах, непокрытых и перекрытых насосно-компрессорными трубами, а также построить Дифференциальные профили, используя дроссельный и калориметрический эффекты.

В скв. 208 Западно-Сургутского месторождения вскрыты перфорацией продуктивные пласты Ed (2048-2056 м), БС₂₋₃ (2065-2070 м),

БС_ш (2273,4-2277,8 м) (рис. 56). Кривые локатора муфт и высокочувствительной термометрии отмечают установку воронки НКТ на глубине 2031 м. Плотностеграма свидетельствует о сложной плотностной характеристике флюида в стволе скважины: ниже глубины 2277 м плотность жидкости $\rho_{ж} = 1,2 \text{ г/см}^3$ (глинистый раствор), в интервале 2211—2124 м $\rho_{ж} = 0,99 \text{ г/см}^3$ (нефть с водой и примесями глинистых частиц бурового раствора), в интервале 2124-2076,2 м $\rho_{ж} = 0,93 \text{ г/см}^3$ (нефть с водой), выше 2076,2 м $\rho_{ж} = 0,83 \text{ г/см}^3$ (нефть).

Показания механического расходомера РГТ-1 вблизи поверхности раздела застойная вода — чистая нефть искажены наличием составляющей скорости всплывания нефти в интервале столба застойной воды 2076,2—2277 м, через который работает пласт БС₁₀. Это обстоятельство затрудняет оценку притока из пласта БСю по данным механического расходомера.

Данные высокочувствительной термометрии позволили рассчитать дебиты в интервалах пластов БС₁, БС₂₋₃ и БС₁₀ и построить интегральные и дифференциальные профили, не уступающие по информативности профилям механической расходомерии для пластов БС₁ и БС₂₋₃.

Для получения профилей притока и приемистости методом изотопов активированная жидкость закачивается в перфорированный пласт и путем продавки отесняется от ствола скважины. Затем скважину переводят на излив и измеряют гамма-активность выходящей жидкости. Кривую ГМ, полученную после закачки изотопов, сравнивают с кривой ГМ, зарегистрированной до введения активированной жидкости в пласт. Интервалы приемистости и притока отмечают на кривой ГМ повышенными показаниями $\gamma_{и}$.

Методом изотопов профиль притока в добывающей скважине можно получить, если в нее закачивать нефть, меченную радиоактивными изотопами.

Таким образом, комплексное использование данных расходомерии, обычной и высокочувствительной термометрии и радиометрии с привлечением сведений о составе флюидов, интервалах перфорации позволяет достаточно уверенно установить интервалы притока и приемистости в эксплуатационных и нагнетательных скважинах.

§ 26. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАБОТАЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ ПЛАСТА

Под работающей мощностью пласта понимается часть эффективной мощности пласта (горизонта, эксплуатационного объекта), в пределах которой происходит движение флюидов (нефти, воды, газа) при разработке залежи.

Величина работающей мощности пласта определяется по данным интегральных и дифференциальных профилей расхода флюидов.

Отношение суммарной работающей мощности участков пласта

$2A_{\text{раб}}$ к суммарной эффективной мощности $2/\gamma_{\text{ф}}$ называют коэффициентом охвата:

$$k_{\text{охв}} = \frac{2A_{\text{раб}}}{2/\gamma_{\text{ф}}} = A_{\text{раб}} \gamma_{\text{ф}}$$

Коэффициент охвата представляет собой отношение нефтегазонасыщенного объема пласта (залежи, эксплуатационного объекта), охваченного на определенный момент времени процессом вытеснения, ко всему нефтегазонасыщенному объему залежи. Этот коэффициент используется для оценки текущего состояния разработки эксплуатационного объекта и обоснования мероприятий по регулированию процесса вытеснения, направленных на достижение проектного коэффициента охвата.

Так же может быть рассчитан коэффициент действующей мощности $A_{\text{г.дм}}$, близкий к коэффициенту охвата:

$$k_{\text{дм}} = \frac{2/\gamma_{\text{ф}}}{2/\gamma_{\text{ф}}} = 1$$

где $2/\gamma_{\text{ф}}$ — суммарная эффективная мощность перфорированного интервала. Этот коэффициент можно использовать для сравнения работы "ластов в одной или разных скважинах в различное время.

Обычно в работающую эффективную мощность включаются перфорированные или неперфорированные части пласта, не разделенные выдержанными перемычками толщиной более 1 м и примыкающие к интервалам, в которых фиксируется движение нефти, газа или воды.

Определяемые таким образом значения работающей эффективной мощности пласта по всем месторождениям существенно выше значений $k_{\text{дм}}$, составляющих обычно 0,7—0,9.

Построенный по скважине профиль расхода является кажущимся; может значительно отличаться от профиля, образованного потоком флюида на подступах к перфорационным отверстиям в призабойной зоне. Это отличие зависит от особенностей вскрытия продуктивной части пласта при бурении, освоении скважины и состояния крепления колонного пространства. Разрушение и дробление цементного камня за колонной может привести к искажению профиля на входе в призабойную зону. Показателем нереальности измеренного профиля служит высокий идеальный приток или поглощение жидкости, газа при низком (в нее 25—30 %) охвате вскрытой перфорацией мощности продуктивного коллектора.

Распределение притока или поглощения по мощности пласта подчиняется тому же закону, что и распределение проницаемости коллектора. Поэтому при герметичном затрубном пространстве и надежном гидродинамическом разобщении пластов участкам наиболее интенсивного расхода флюидов обычно соответствуют интервалы разреза с высокой проницаемостью.

Указанные условия характерны для начальной стадии разработки месторождения. На более поздних стадиях, когда начинает проявляться

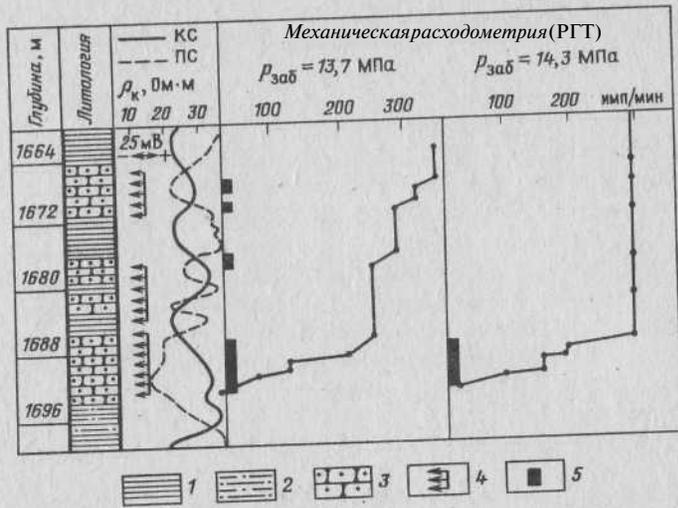


Рис. 57. Изменение профиля отдачи продуктивного коллектора в скв. 717 Ромашкинского месторождения при увеличении забойного давления по данным механической расходомерии.

1 — глина, 2 - алевролит, 3 — песчаник нефтеносный, 4 - интервал перфорации, 5 — работающие мощности

воздействие на пласты нагнетаемой воды, между отдельными пластами могут возникать значительные перепады давления. В этих случаях выделенные по кривым расходомерии работающие мощности в скважине могут неверно отражать энергетическое состояние залежи в окоскважинном пространстве.

На рис. 57 показано изменение кривой профиля отдачи пластов в результате повышения забойного давления. Обводнение нижнего продуктивного пласта привело к возрастанию его давления, в результате чего выключились из работы два пласта, залегающих выше, и сократилась в связи с этим работающая мощность.

В нагнетательных скважинах при закачке флюида через общий фильтр в несколько пластов распределение работающих интервалов и удельных приемистостей зависит от фильтрационно-емкостных свойств пластов и режима закачки. С увеличением давления нагнетания в работу включаются другие пропластки и возрастают их удельные приемистости.

Из-за низкой пороговой чувствительности механических расходомеров подошва работающего интервала часто отбивается выше нижней границы перфорированного участка, поэтому малые притоки или поглощения флюидов на расходограмме могут быть неотмеченными. В связи с этим механические профилограммы должны интерпретироваться в комплексе с терморасходограммами и данными высокочувствительной термометрии.



Рис. 58. Выделение работающих мощностей продуктивного пласта в скв. 267 Сосновского месторождения.

1 - глина, 2 - песчаник нефтеносный, 3 - интервал перфорации, 4 - работающие мощности

На рис. 58 по кривой механического расходомера подошва продуктивного пласта характеризуется как неработающая. Снижение показаний термокондуктивного расходомера и положительное приращение температуры на термограмме против подошвы этого же пласта свидетельствуют о поступлении жидкости в этом интервале. Чувствительность механического расходомера снизилась также из-за изменения структуры потока

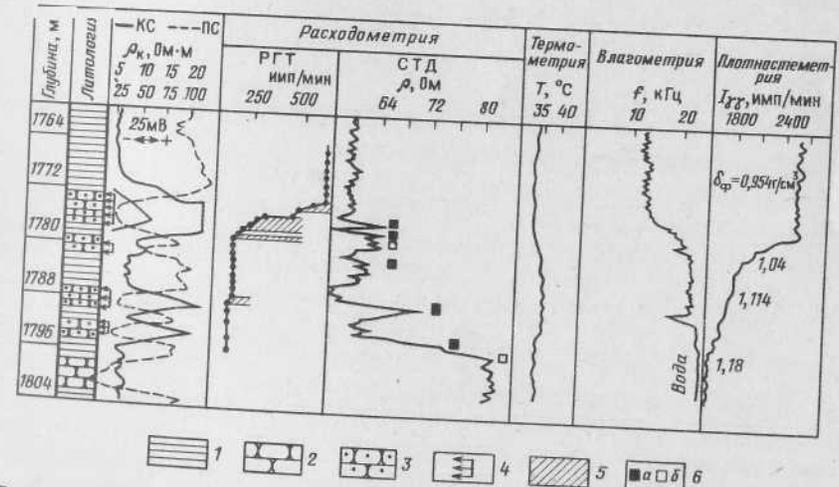


Рис. 59. Выделение работающих интервалов в скв. 1519 Ромашкинского месторождения по комплексу методов ГИС.

1 - глина; песчаник: 2 - водоносный, 3 - нефтеносный; 4 - интервал перфорации; интервалы работающие, выделенные по: 5 - РГТ, 6 - СД (а - нефть, б - вода); δ_f - плотность флюида

(барботаж нефти через столб застойной воды), так как положение раздела вода—нефть, отмеченного резистивиметром, находится выше подошвы работающего продуктивного пласта.

Интерпретация данных расходомерии усложняется в случае многопластовой залежи и в условиях неоднородного по составу и структуре флюидов потока. На рис. 59 приведен именно такой пример. На профиле механического расходамера нижний перфорированный пропласток перекрыт столбом застойной воды, о чём свидетельствуют данные плотностеметрии ($\rho = 1,18 \text{ г/см}^3$). На кривой термокондуктивной расходомерии против этого пропластка отмечается резкое изменение показаний, связанное с движением в нем жидкости. Работа остальных пластов уверенно фиксируется по комплексу данных расходомерии, плотностеметрии и влагометрии.

Коэффициент охвата залежи процессом вытеснения по мощности, продуктивных пластов для различных месторождений нефтегазоносных провинций страны из-за межпластовых перетоков, некачественного вскрытия или засорения перфорационных отверстий в среднем составляют лишь 0,5 - 0,6.

§ 27. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ (ПРИЕМИСТОСТИ) ПЛАСТА И ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Производительность скважины определяется коэффициентом продуктивности η , представляющим собой отношение дебита Q к перепаду Δp давлений в пласте $p_{пл}$ и на забое $p_{заб}$ скважины. Он зависит от проницаемости пласта $k_{пр}$, его эффективной мощности $h_{эф}$, вязкости фильтрующегося в скважину флюида μ , радиуса скважины r_c к условного радиуса контура питания R , т.е.

$$\eta = \frac{Q}{\Delta p} = \frac{2 \pi k_{пр} h_{эф}}{\mu \ln(R/r_c)} \quad (36)$$

где

$$\Delta p = p_{пл} - p_{заб}$$

В случае установившейся фильтрации однофазной жидкости величина η зависит только от забойного давления при фильтрации газа или жидкости и газа.

Коэффициент продуктивности характеризует эксплуатационные показатели пластов и определяет, какое количество флюида может быть добыто из скважины при снижении давления на 0,1 МПа."

Для нагнетательных скважин величина поглощения "флюида" пластом определяется коэффициентом приемистости, равным отношению расхода флюида к перепаду давления. /

Коэффициент продуктивности может быть получен графическим путем как тангенс угла наклона прямой (индикаторной линии) зависимости расхода от перепада давления к оси абсцисс.

В фонтанирующих скважинах величину η определяют методом установившихся отборов, при котором в определенной последовательности меняют штуцер скважины и замеряют значения дебита и забойного давления. Затем строят кривую зависимости изменения дебита от депрессии. Для ее построения необходимы исследования не менее чем на трех установившихся режимах эксплуатации скважины. Установившимся режимом считается такой, когда три последовательных замера забойного давления и дебита различаются на величину, не превышающую точность их измерения. Пластовое давление определяется непосредственно в закрытой скважине с помощью манометра после истечения определенного времени, достаточного для выравнивания давления в пласте и скважине.

На практике получаемые коэффициенты продуктивности нередко отличаются от рассчитанных теоретически по ряду причин (анизотропия пластов, проявление неньютоновских свойств жидкости, обводненность пластов, засоренность призабойной зоны скважин глинистым и цементным растворами и др.).

Занижение фактических коэффициентов η свидетельствует о некачественном вскрытии пласта или неправильном режиме его эксплуатации. Это подтверждается участием в работе интервалов с хорошими коллекторскими свойствами, несоответствием дифференциального профиля притока профилю проницаемости, полученному по комплексу ГИС. Занижение значений η может быть связано также с недостаточной депрессией или репрессией на пласт в случае пород с низкими коллекторскими свойствами.

Завышение коэффициентов η указывает на наличие в пласте участков с аномально высокой проницаемостью, например, трещиноватых и слабосцементированных зон. Такие участки на расходограммах отмечаются резкими изменениями притока флюидов. Завышение величин η может быть обусловлено также обводнением пласта, работой части пласта, не вскрытой перфорацией, за счет вертикального перемещения флюида.

Поскольку обводнение пласта связано с ростом пластового давления, а вязкость воды меньше вязкости нефти, то в соответствии с формулой (36) при неизменной депрессии дебит обводнившегося интервала растет и отмечается увеличение коэффициента продуктивности, при этом коэффициент η интервалов, отдающих нефть, уменьшается. Обводнение притока пласта за счет затрубной циркуляции жидкости приводит к увеличению дебита у границы пласта со стороны перетока и возрастанию суммарного коэффициента продуктивности, в то же время коэффициент η , рассчитанный для нефти, изменяется незначительно.

Величины пластового и забойного давлений являются основными ха-

рактическими энергетического состояния залежей. Наравне с величиной отбора пластовых флюидов они представляют собой важнейшие показатели состояния разработки залежей нефти и газа и необходимы для расчета коэффициентов продуктивности и приемистости.

Пластовое давление - это давление флюидов против середины перфорированного интервала в длительно простаивающих скважинах и в скважинах действующих, но остановленных на период стабилизации забойного давления. Оно определяется: 1) путем прямых измерений глубинными манометрами; 2) путем пересчета с помощью формул по величине устьевого статического давления; 3) по глубине статического уровня; 4) по величине дроссельной тепловой аномалии работающих пластов, с применением формулы (22) $\Delta T = \frac{q}{2\pi k h} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r} \right) \frac{\mu}{\rho c} \ln \frac{r}{r_w}$

Различают начальное и текущее пластовые давления. Начальное пластовое давление определяют до начала интенсивной разработки, когда не нарушены начальные термодинамические условия пласта из скважин, не было существенного отбора флюидов. Текущее пластовое давление определяют на определенную дату разработки залежи.

Забойное давление - это давление флюидов в действующих добывающих и нагнетательных скважинах на глубине середины интервала перфорации. Его определяют: 1) прямым измерением глубинными манометрами на забое всех видов скважин, оборудованных для спуска глубинных приборов через затрубное пространство; 2) измерением глубины динамического уровня; 3) измерением давлений на устье скважин.

В добывающих скважинах $p_{заб} < p_{пл}$, в нагнетательных - $p_{заб} > p_{пл}$. Основным требованием к определению забойного давления является обеспечение замеров при установившемся режиме работы скважин.

В чисто газовых скважинах пластовое давление p_m не определяют прямыми замера, а рассчитывают в соответствии с величиной устьевого давления p_y и относительной плотности газа по воздуху γ_g по барометрической формуле

$$p_r = p_y \exp \left(0,03415 \frac{\gamma_g H_{пл}}{z_{ср} T_{ср}} \right),$$

где $H_{пл}$ - глубина средней точки интервала перфорации; $z_{ср}$ - средний коэффициент сверхсжимаемости газа при средних давлении и температуре T в стволе скважины.

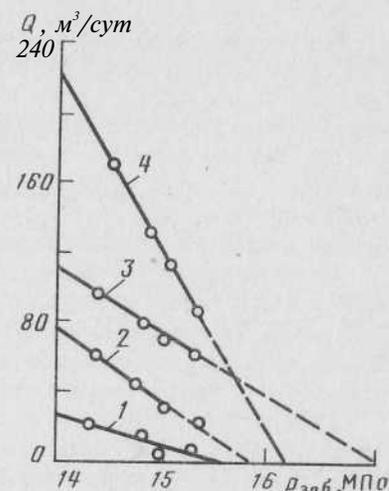
В газовых скважинах со столбом жидкости на забое пластовое давление определяют по соотношению

$$p_r = p_{ст} \frac{(H_{пл} - H_{ст}) \gamma_{ж}}{102},$$

где p_r - давление газа на глубине статического уровня, рассчитываемое по формуле, МПа; $H_{ст}$ - глубина статического уровня, м; $\gamma_{ж}$ - средняя плотность жидкости в интервале глубин от $H_{пл}$ до $H_{ст}$.

Рис. 60. Индикаторные диаграммы, полученные при исследовании многопластового объекта.

1-3 - индикаторные диаграммы для трех отдельных пластов; 4 - суммарная индикаторная диаграмма. Пластовые давления, МПа: $p_1 = 15,8$; $p_2 = 15,6$; $p_3 = 16,9$; суммарное давление $p_{сум} = 16,2$ МПа



Пластовые давления в эксплуатируемой многопластовой залежи в каждом отдельном пласте определяют по результатам комплексных исследований расходомерией и забойным манометром, проведенных на разных установившихся режимах работы скважины. Режим работы скважины изменяют путем смены штуцера, который создает разное давление на забое или депрессию. Одновременно с измерением забойного давления в установившемся режиме работы скважины проводят определение профилей притока или приемистости над всеми пластами и каждым из них в отдельности. По результатам этих исследований строят графики зависимости дебита (расхода) пласта Q от величины забойного давления $p_{заб}$ - индикаторные диаграммы (рис. 60). Начальный участок индикаторной линии на графике $Q = f(p_{заб})$ близок к линейному. Экстраполируя индикаторные линии до нулевого дебита ($Q = 0$), т.е. до пересечения с осью абсцисс, получают величину пластового давления для каждого пласта в отдельности. Если давления в пластах получают различные, то это указывает на перетоки жидкости между ними в начальный период. Перетоки могут быть продолжительными, если в окружающих скважинах отбор ведется из одного пласта, а закачка - в другой пласт.

Из рис. 60 видно, что индикаторные линии, снятые на четырех режимах работы скважины, имеют линейный вид, что свидетельствует об установившихся режимах их работы. Пластовое давление, определенное по суммарной кривой 4 для всех трех пластов, оказалось меньше пластового давления, найденного по диаграмме для нижнего пласта (кривая 3). Следовательно, в закрытой скважине вероятен переток из нижнего пласта в верхние. Для установления перетока расходомер необходимо поместить между пластами и после закрытия скважины снять кривую изменения дебита во времени.

Наличие сведений о давлениях в отдельных пластах, разрабатываемых совместно, позволяет устанавливать интервалы повышенного воздействия на них закачиваемых вод и тем самым прогнозировать опережающее обводнение этих интервалов.

При использовании метода индикаторных диаграмм для определения пластовых давлений возможны погрешности из-за наличия гидравлической связи между пластами в заколонном пространстве, неточности глубинных измерений потоков, нарушение линейного закона фильтрации.

Особого подхода требуют исследования малодебитных-фешаыдрующих скважин (до 40 м³/сут). По режиму работы их можно разделить на работающие стационарно и периодически (в пульсирующем режиме). В первом случае исследования проводят обычным способом с дополнительным контролем постоянства режима дистанционным манометром. Периодически фонтанирующие скважины должны исследоваться по специальной методике, базирующейся на предварительном изучении режима их работы. Изучение проводится в три цикла.

Первый цикл (в закрытой скважине) предусматривает определение положения забоя, интервала перфорации, башмака насосно-компрессорных труб, нефтеводораздела и получение фоновых кривых температуры и давления.

Второй цикл включает регистрацию давления и притока при пуске скважины в работу. Комплексный прибор, имеющий датчики расхода и давления, помещают над объектом и снимают их показания во времени после пуска скважины в работу до прекращения ее работы. После этого скважину закрывают для восстановления забойного давления.

Третий цикл исследований проводится после следующего пуска скважины в работу в период стабильного дебита. Регистрируются диаграммы расходомерии и барометрии, затем -индикации притока и состава жидкости, термометрии. Обработка результатов исследований при стабильном режиме работы скважины проводится в обычном порядке.

Результаты измерения пластового давления могут использоваться как для построения карт изобар на определенную дату, так и при интерпретации материалов других методов исследования скважин.

§ 28. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА ФЛЮИДОВ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ

Сведения о составе флюидов, поступающих в скважину, необходимы для более точной интерпретации данных расходомерии.

Как уже указывалось (см. § 12), наибольшее распространение при решении рассматриваемой задачи получили электрические методы, включающие резистивиметрию и влагометрию, а также ядерные методы - гамма-плотностеметрию и кислородный нейтронный гамма-метод.

Резистивиметрия. Данные резистивиметрии об удельном

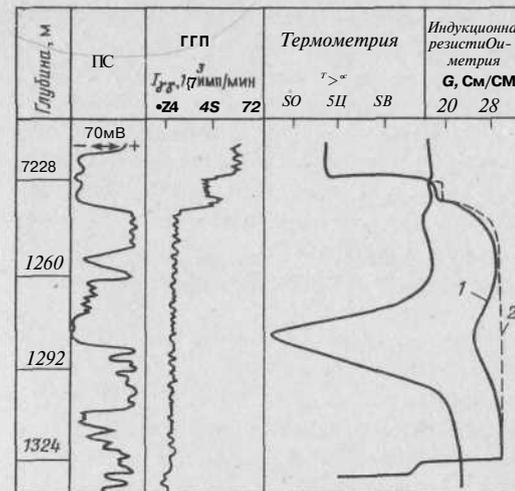


Рис. 61. Влияние изменения температуры в стволе скважины на показания индукционного резистивиметра [5].

1 — диаграмма, полученная в процессе регистрации; 2 — диаграмма, исправленная с учетом влияния изменения температуры

электрическом сопротивлении (проводимость) флюидов являются основными для диагностики двух типов смеси в стволе скважины - гидрофильной (нефть в воде) и гидрофобной (вода в нефти). Интерпретация результатов исследований состава флюидов одноэлектродным резистивиметром на постоянном токе и индукционной резистивиметрией имеет существенные различия.

Если данные одноэлектродной резистивиметрии служат лишь для распознавания типа движущейся в стволе скважины смеси — гидрофильной или гидрофобной, то данные индукционной резистивиметрии позволяют определять, кроме типа смеси, структуру потока.

Главное назначение одноэлектродной резистивиметрии — установление положения водонефтяного раздела по резкому увеличению удельного сопротивления при переходе прибора от воды к нефти (см. рис. 58).

На диаграмме индукционной резистивиметрии должны быть следующие записи: 1) в зумпфе и интервале фильтра, перекрытого водой без признаков нефти; 2) в интервалах колонны и лифтовых труб, заполненных гидрофобной средой с нулевой удельной проводимостью. Запись считается качественной, если величины стандарт-сигнала, зарегистрированные на поверхности и в скважине, различаются не более чем на 12 %, а показания на водонефтяном разделе и в зумпфе коррелируются с данными влагометрии, плотностеметрии и расходомерии.

Поскольку в призабойной части работающего пласта нередко происходит изменение температуры флюидов за счет конвекции и дроссели-

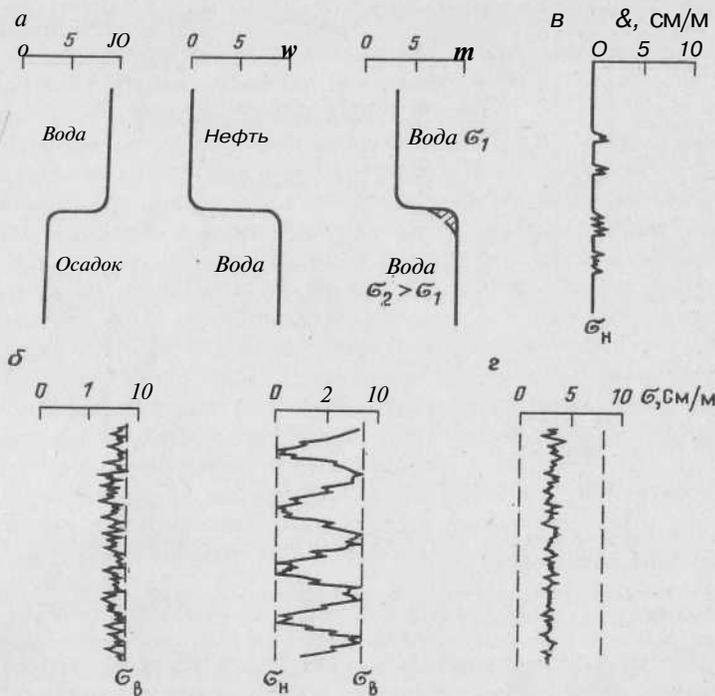


Рис. 62. Типовые формы диаграмм индукционного резистивиметра.
 $\sigma_в, \sigma_н$ — электропроводность воды и нефти

рования, то данные индукционной резистивиметрии необходимо интерпретировать совместно с результатами измерений термометрии и других методов определения состава флюида. В показания резистивиметра необходимо внести соответствующие температурные поправки. На кривой индукционной резистивиметрии, приведенной на рис. 61, в интервале 1274,3–1291,8 м отмечается снижение проводимости флюида, которое можно ошибочно принять за приток нефти или газа. Однако данные плотностеметрии показывают, что в интервале 1239–1326 м флюид имеет практически один состав (вода). На кривой резистивиметрии, подтверждаемой данными плотностеметрии, четко фиксируется поступление нефтewодяной смеси из интервала 1228–1239 м и нефти из интервала 1217,8–1228 м снижением проводимости флюида. Уменьшение проводимости ниже глубины 1324 м обусловлено, вероятно, наличием глинистого осадка, что отмечается на кривой плотностеметрии снижением показаний $I_{\sim y}$ (увеличение плотности среды).

При интерпретации кривых индукционной резистивиметрии сопоставляют их с типовыми диаграммами (рис. 62), при этом анализируют

ся вид кривых и величина удельной электропроводности ст. В однородной среде (нефть, вода, раствор) кривые резистивиметрии — гладкие и характеризуются разными значениями электропроводности, границы сред фиксируются резкими скачками величин ст (рис. 62, а). Раздел во(I разной минерализации отмечается снижением показаний σ в пресной вод» и вблизи него наблюдается переходная зона (показана штриховкой), возникшая за счет диффузионных процессов и механического перемешивания растворов разной минерализации при спуско-подъемных операциях. При входе прибора в глинистый осадок удельная электропроводность снижается из-за возрастания плотности среды и наличия непроводящих минеральных частиц.

Гидрофильная смесь (эмульсия типа "нефть в воде") на кривой индукционной резистивиметрии характеризуется хаотическими флуктуациями в виде выбросов в сторону снижения σ относительно удельной электропроводности воды $\sigma_в$ (капельная нефть в воде), либо резкими изменениями электропроводности большой амплитуды (слоистая нефть в воде) (рис. 62, б).

Гидрофобная смесь (эмульсия типа "вода в нефти") отмечается низкой электропроводностью, кривая резистивиметрии изрезана незначительными редкими увеличениями проводимости (рис. 62, в).

Переходное течение флюидов (гидрофильная смесь к гидрофобной или наоборот) фиксируется промежуточными значениями σ между проводимостями нефти $\sigma_н$ и воды $\sigma_в$, кривая изрезана (рис. 62, г).

Влагометрия. Данные диэлькометрической влагометрии дают возможность определять состав и содержание флюидов в смеси по величине их диэлектрической проницаемости. Так как относительная диэлектрическая проницаемость воды изменяется в зависимости от минерализации от 50 до 80 отн. ед., а нефти — от 2 до 4 отн. ед., то появление воды в нефти и газе существенно увеличивает диэлектрическую проницаемость смеси.

С целью количественного определения содержания нефти и воды в смеси влагомеры градуируют и по результатам градуировки строят этапонировочный график зависимости относительного разностного параметра $f^* = (f' - f_н) / (f_в - f_н)$ от процентного содержания воды в смеси $C_в$. Для этого определяют показания влагомера в безводной нефти $f_н$, в воде $f_в$ и водонефтяной смеси f .

Наиболее точные результаты определения количественного состава флюидов в стволе скважины получают при использовании пакерных влагомеров. Точность определения содержания воды и нефти в смеси составляет $\pm 3\%$.

В добывающих скважинах, работающих нефтью с водой, по совместным данным влагометрии и расходомерии определяют содержание воды в нефти.

жи Количественную интерпретацию данных дебита и обводнения скважин проводят в двух точках, расположенных над и под продуктивным

интервалом. Суммарный приток жидкости Q , а также отдельно нефти $D(2_n$ и воды $D < 2_v$ из этого интервала вычисляют по формулам

$$Q = Q_2 - Q_1;$$

$$\Delta Q_v = Q_2 C_{v2} - Q_1 C_{v1};$$

$$\Delta Q_n = Q - \Delta Q_v,$$

где Q_1, Q_2 и C_{v1}, C_{v2} — соответственно притоки и доли воды в объеме нефти, измеряемые над и под пластом.

По влагограмме устанавливается граница нефти и воды или их смеси по снижению показаний прибора при переходе от водоносной зоны к нефтеносной (см. рис. 54).

Гамма-плотностеметрия. Данные гамма-плотностеметрии позволяют определять состав и содержание флюидов в смеси, устанавливать границы раздела газо- и жидкостных сред в стволе скважины на основе изучения их плотности с помощью гамма-гамма-метода в его плотностной модификации.

Показания скважинных приборов-плотностеметров I_{γ} переводятся в I_{γ}^* по кривой калибровки. $I_{\gamma}^* = I_{\gamma} / (I_{\gamma}^0)$ где I_{γ}^0 — показания в чистой воде.

В случае незначительного изменения минерализации воды в водонефтяной смеси можно определить содержание нефти (газа) и воды в ней, для чего необходимо иметь данные о плотности нефти (ρ_n (газа) ρ_v) и воды ρ_v в изучаемом интервале ствола скважины. Такие данные можно получить по результатам анализа проб воды и нефти, отобранных в процессе эксплуатации пласта.

Определение кажущегося содержания воды C_v и нефти (газа) C_n (%) в водонефтяной или водогазовой смеси осуществляют по номограмме [5] или по соотношениям

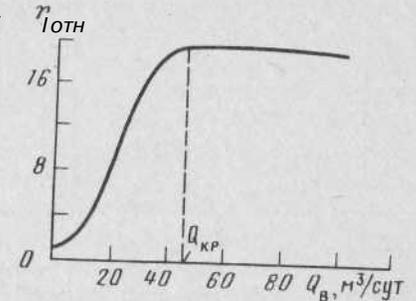
$$C_v = \frac{(\rho_{см} - \rho_n(r))}{(\rho_v - \rho_n(r))}, \quad C_n(r) = 1 - C_v$$

Ошибки в оценке C_v и $C_n(r)$ связаны с неточным нахождением ρ_v по поверхностным пробам, а также с изменением минерализации воды в процессе обводнения пласта.

Поскольку между интенсивностью I_{γ} и плотностью изучаемой среды существует обратная связь, то на кривой плотностеметра переход от воды к нефти (газу) отмечается повышением показаний гамма-гамма-метода (см. рис. 41).

Данные градиент-манометрии по измерению плотности флюидов позволяют определять водонефтяной и газовой разделы в стволе скважины.

Рис. 63. Пример градуировочной зависимости параметра $\tau_{отн}^{?}$, кислородного метода от дебита воды Q_v



Кислородный нейтронный гамма-метод (КАНГМ). Этот метод наряду с решением других задач позволяет устанавливать границы подвижной и застойной воды в колонне, определять скорость движения воды и оценивать ее дебит.

В кислородном методе регистрируемую интенсивность гамма-излучения I_{γ} в случае однозондовой установки относят к интенсивности I_{γ}^* полученной импульсным нейтронным гамма-методом на минимальной задержке, т.е. $\tau = I_{\gamma} / I_{\gamma}^*$. При двухзондовой установке получают параметр m как отношение скоростей счета гамма-излучения прямым $I_{пр}$ и обращенным $I_{обр}$ зондами, т.е. $m = I_{пр} / I_{обр}$.

Для целей количественной интерпретации данных КАНГМ строят график зависимости параметра кислородного метода $\tau_{отн}^? = m / m_0$ от дебита воды Q_v , где $\tau_0^?$ — соответственно параметры КАНГМ для воды с дебитом Q_v и для неподвижной воды (рис. 63). Максимальные значения параметра $\tau_{отн}^?$ соответствуют критическому дебиту воды.

Граница подвижной и застойной воды в стволе скважины отмечается по увеличению показаний прямого зонда $I_{пр}$ и уменьшению показаний обращенного зонда $I_{обр}$. Положение этой границы ориентировочно устанавливается по непрерывным диаграммам и затем уточняется по результатам точечных измерений. Истинное положение границы подвижной и застойной воды фиксируется по результатам комплексной интерпретации данных КАНГМ, расходомерии, термометрии и методов определения состава флюидов (рис. 64).

На диаграмме, полученной при спуске прибора, минимальные показания фиксируются над нефтеносным пластом, где содержание воды в флюиде, движущемся в стволе скважины, наименьшее, а скорость движения активированной воды по отношению к прибору, равная сумме скоростей спуска прибора и подъема жидкости по стволу, — наибольшая. В застойной зоне показания $\tau_{отн}^?$ максимальны. При записи кривой на подъеме прибора показания $\tau_{отн}^?$ водоотдающего пласта значительно возрастают, а в зоне верхнего нефтеносного пласта уменьшаются.

Скорость притока воды может быть установлена по измерению времени прохода активированной жидкости от источника нейтронов

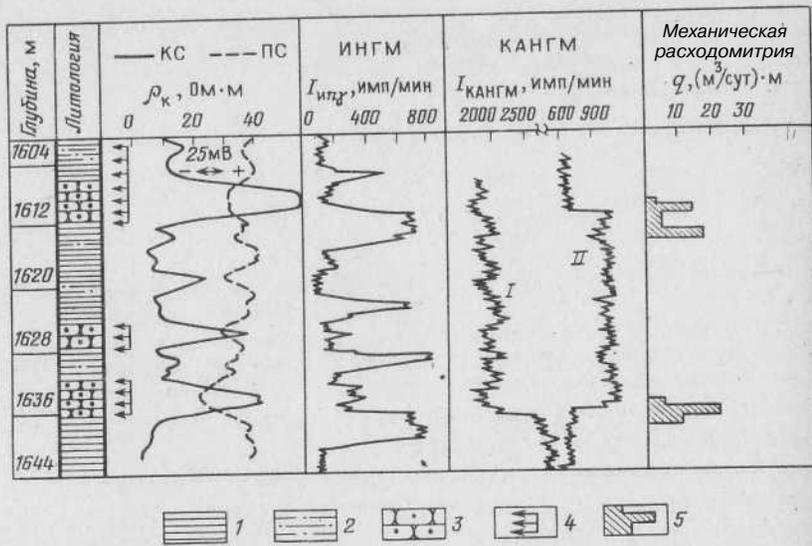


Рис. 64. Определение мест притока воды и нефти в действующей скважине по данным кислородного метода и механической расходомерии в скв. 1661 Ромашкинского месторождения.

Замеры КАНГМ: / — при спуске, // — при подъеме; 1 — глина, 2 — алевролит, 3 — нефтеносный песчаник, 4 — интервал перфорации, 5 — места притока

до детектора при точечных измерениях с помощью градуировочного графика [17].

§ 29. КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА И ПРИЕМИСТОСТИ ПЛАСТА

Разработан ряд методов повышения нефтеотдачи пластов с применением различных физико-химических воздействий на горную породу — химических, тепловых, барических, акустических, их сочетаний и др. К таким методам относятся: соляно-кислотная обработка прискважинной части пласта, внутрипластовое горение, паротепловое воздействие ЯгТермозаводнение, гидравлический разрыв пласта, термийнохимическое воздействие с применением пороховых генераторов давления, акустическое воздействие, комбинированное воздействие и др.

Контроль результатов воздействия указанными методами на эксплуатационные объекты осуществляется комплексом гидродинамических и геофизических методов.

Контроль процесса соляно-кислотной обработки прискважинной части пласта на водной и ацетоновой основе производится радиоактивными методами и расходометрией.

Соляно-кислотная обработка коллекторов на водной основе применяется с целью повышения фильтрационных свойств прискважинной части пластов, представленных карбонатными породами (известняками, доломитами) или песчаниками с карбонатным и железистым цементом. Раствор соляной кислоты, воздействуя на карбонатный скелет или цемент породы, частично растворяет их; образующиеся при этом продукты химической реакции — хлориды кальция, магния, железа, вода, углекислый газ — удаляются вместе с нефтью или газом при работе пласта. В итоге фильтрующие каналы расширяются, возрастает проницаемость прискважинной части коллектора и увеличивается приток флюида из пласта.

Соляно-кислотная обработка призабойной части горной породы на ацетоновой основе производится с целью увеличения нефтеотдачи пласта путем улучшения проницаемости коллектора за счет растворения соляной кислотой карбонатных и железистых минералов, диспергирования ацетоном проникших в поры коллектора глинистых частиц промышленной жидкости и глинистого цемента и "осушения" ацетоном остаточной воды.

Контроль за процессом соляно-кислотной обработки пласта осуществляется с помощью метода меченых атомов, для чего в раствор добавляют радиоактивный изотоп, например йод-131. Кривые ГМ, зарегистрированные до и после закачки активированной кислоты, позволяют установить интервалы ее проникновения по превышению показаний / \sim повторного замера над первоначальным.

Интервалы поглощения раствора соляной кислоты могут быть также установлены по данным замеров импульсным нейтрон-нейтронным методом по снижению показаний повторного замера ИНМ в сравнении с фоновым замером за счет повышения их хлоросодержания.

Эффективность соляно-кислотной обработки прискважинной части пласта может быть определена с помощью данных расходомерии. Из рис. 65 следует, что первоначально газ поступал из интервала 3071 — 3079 м, после соляно-кислотной обработки появились притоки газа еще из двух интервалов — 3053-3060 и 3089-3091 м.

Контроль тепловых методов воздействия на пласт с целью интенсификации процесса добычи нефти и газа производится главным образом термометрией, а также радиометрией и расходометрией. Различают тепловые методы воздействия на объект эксплуатации, при которых тепло вводится в пласт с поверхности (нагнетание горячей воды, водяного пара и др.), и методы, обеспечивающие образование тепла непосредственно в пласте за счет внутрипластовых экзотермических реакций окисления углеводородов, например внутрипластовое горение.

При нагнетании в пласт горячей воды — термозаводнении — увеличение притока флюидов происходит за счет снижения вязкости нефти, уменьшения выпадения из нефти парафина и смолистых веществ, при этом нефтеотдача повышается на 8-12 %.

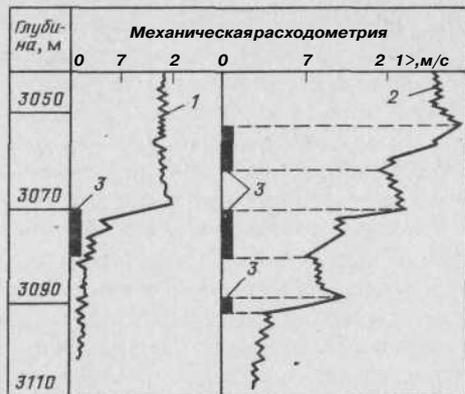


Рис. 65. Изменение работающей мощности пласта после солянокислотной обработки в скважине Вуктыльского газоконденсатного месторождения. Рисходограммы: 1 — до обработки соляной кислотой, 2 — после нее; 3 — работающие интервалы.

На температурной кривой процесс охвата пласта тепловым воздействием при сравнении с геотермограммой отмечается положительной аномалией за счет кондукции, конвекции и дросселирования.

При термозаводнении обычно определяют температурные поля эксплуатируемых пластов и строят карты изотерм разрабатываемых залежей.

Достаточно широко применяется в настоящее время тепловой метод вытеснения нефти из неглубокозалегающих пластов (до 500-700 м) с помощью паротеплового воздействия. Пар, обладая высоким теплосодержанием, обеспечивает ускоренный темп ввода в пласт тепловой энергии и снижает тепловые потери во вмещающие породы.

Контроль воздействия на пласт водяным паром осуществляется термометрией. В паронагнетательных скважинах с помощью данных термометрии определяют: 1) герметичность колонны; 2) интервалы приемистости пара и его распределения в них; 3) изменение температуры и влажности пара в скважине со временем и с темпом нагнетания; 4) количество тепла, внесенного в пласт, и тепловые потери во вмещающие породы.

Прогрев паром скважины со временем приводит к снижению границы раздела пар-жидкость за счет выпаривания воды из затрубья. В случае герметичности колонны от границы раздела фаз до интервала перфорации при постоянном темпе нагнетания пара температура убывает примерно по экспоненциальному закону, при негерметичности колонны отмечается резкое изменение угла наклона термограммы. Место нарушения колонны в зоне нагнетательных труб устанавливается по плавному излому термограммы, нарушение с заколонным перетоком вверх по

Рис. 66. Определение негерметичности обсадной колонны по данным термометрии. Охлаждение скважины: 1 — естественное, 2 — искусственное



стволу скважины отмечается снижением градиента температуры выше места повреждения, при заколонном перетоке вниз по скважине место ухода жидкости в нижележащий пласт фиксируется повышением градиента температуры.

При естественном охлаждении скважины термограмма имеет ступенчатый вид, а против места нарушения возникает положительная температурная аномалия; при искусственном охлаждении скважины путем закачки холодной воды в затрубное пространство место нарушения отметится понижением температуры (рис. 66).

Интервалы приемистости устанавливаются в режиме остывания скважины после закачки холодной воды. Принимающие интервалы четко фиксируются отрицательной аномалией ΔT .

Геофизические исследования добывающих скважин при паротепловом воздействии на пласт включают расходомерию вдоль фильтра работающей скважины и снятие профиля температуры в интервале продуктивного пласта. Расшифровку и анализ результатов этих исследований проводят по общепринятым стандартным методикам.

Метод вытеснения углеводородов паром, использующийся на месторождениях нефти высокой вязкости (свыше 50—100 мПа*с) с неглубокозалегающими (до 700 м) продуктивными пластами большой мощности (свыше 10 м), обеспечивает нефтеотдачу пластов до 40—60 % и выше.

Контроль метода внутривапластового горения (ВГ) осуществляется по данным термометрии и радиометрии.

Метод ВГ заключается в создании в нефтяном пласте высокотемпературной зоны (около 200 °С и выше), которая при нагнетании окислителя (воздуха) перемещается от нагнетательной скважины к эксплуатационным. После инициирования горения в нагнетательную скважину закачиваются в определенном соотношении воздух, кислород которого служит для поддержания ВГ, и вода, которая, испаряясь в окрестности фронта горения, переносит генерируемое тепло в область впереди него, в результате чего возникают обширные зоны прогрева за счет насыщенного пара и сконденсированной горячей воды.

Извлечение нефти при ВГ происходит за счет вытеснения нефти:

1) паром и горячей водой; 2) испарившимися в зоне пара легкими фракциями нефти; 3) водогазовыми смесями; 4) образующимся при горении углекислым газом; 5) пеной, возникающей при взаимодействии углекислого газа с нефтью и водой; 6) эмульсиями, образующимися в процессе горения и содержащими поверхностно-активные вещества - альдегиды, кетоны, спирты.

При ВГ в пласте отмечается несколько характерных участков: 1) выжженная зона, расположенная между забоем нагнетательной скважины и фронтом горения, где выделяются две подзоны (I, II): переходная с изменением температуры от нагнетаемых агентов - воды и воздуха до перегретого пара с высокой температурой; 2) зона горения (III), это сравнительно узкая зона размерами несколько десятков сантиметров, с температурой 350-1000 °С; 3) зона перегретого пара (IV), в пределах которой температура падает от температуры фронта горения до температуры конденсации (испарения) пара; 4) зона насыщенного пара (K), получившая название "паровое плато"; 5) зона горячей воды (VI), где происходит полная конденсация пара, а температура изменяется от температуры конденсации пара до начальной пластовой; 6) зона, не охваченная тепловым воздействием (VII), характеризующаяся начальными температурными условиями и разными величинами насыщенности коллектора нефтью, газом, водой; 7) зона подвижной нефти (VIII) (рис. 67).

Размер области прогрева пласта впереди фронта горения при реализации влажного горения достигает 100—150 м и более.

Поскольку вытеснение нефти газообразными продуктами является основным фактором при внутрипластовом горении, это позволяет использовать для контроля за процессом ВГ геофизические методы, а именно — термометрию и радиометрию.

Данные термометрии, полученные в нагнетательных скважинах, позволяют определить поглощающие пропластки, устанавливать продвижение фронта горения. Термограммы, зарегистрированные в различные моменты времени, в зависимости от длительности нагнетания воздуха и воды в скважину различаются между собой.

В начальный момент времени формирования фронта горения в нагнетательной скважине образуется зона высоких температур. На термограммах принимающие пласты фиксируются по максимуму температуры, как при нагнетании воздуха, так и после остановки скважины.

При перемещении фронта горения по пласту от нагнетательной скважины в начальный момент нагнетания воздуха на термограмме отмечается практически постоянная температура или же небольшая положительная аномалия ΔT . После прекращения закачки воздуха против пласта с горением формируется значительная положительная температурная аномалия.

Длительное нагнетание воздуха и воды в горящие пласты приводит к снижению их температуры по отношению к температуре вмещающих по-

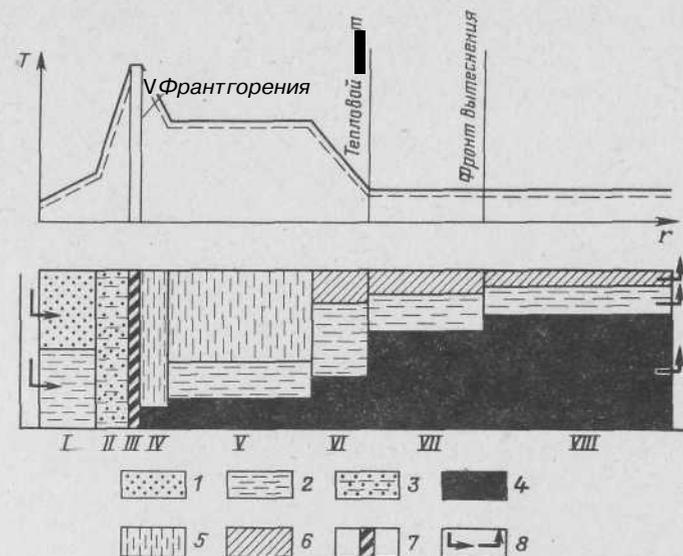


Рис. 67. Схема процесса внутрипластового горения.

1 - воздух, 2 - вода, 3 - смесь пара и воздуха, 4 - нефть, 5 - смесь пара и газов горения, 6 - газы горения, 7 - фронт горения, 8 - направления движения флюидов

род. После остановки скважины температура этих пластов может оставаться меньше, чем у непроницаемых пород, либо весь участок горения будет отмечаться единой положительной аномалией ΔT .

В сравнительно однородных пластах толщиной более 2—3 м процессы горения происходят первоначально в их кровельной части за счет гравитационного распределения флюидов, по мере нагнетания воздуха горение будет распространяться в глубь пласта и перемещаться к его подошве. Временные замеры температур будут фиксировать перемещение положительной аномалии температуры от кровли к подошве пласта с горящим интервалом.

В эксплуатационных работающих скважинах интервалы с горением, отдающие нефть, фиксируются положительными аномалиями температур (рис. 68). Однако, следует учитывать, что при работе пласта нефтью за счет Дроссельного эффекта он фиксируется также положительной аномалией ΔT .

При горении и испарении нефти по некоторым пропласткам возможно движение значительного количества газопродуктов. В работающих скважинах такие пропластки на термограммах отмечаются пониженными температурами за счет охлаждения интервала по дроссельному эффекту.

Определить охват процессом термического воздействия по толщине пласта можно в результате исследований контрольных скважин, при

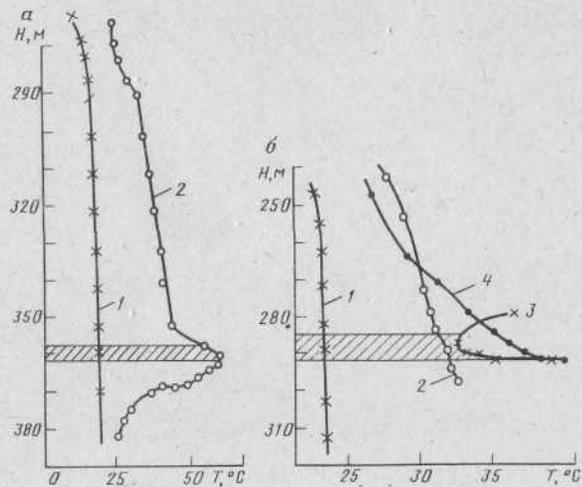


Рис. 68. Выделение интервалов горения в эксплуатационных скв. 19 (а) и скв. 4 (б) месторождения Хорасаны. 1 - геотерма; распределение температуры: 2, 3 - в работающей скважине, 4 - в длительно простаивающей скважине; штриховкой показаны пласты горения

этом изучается текущая газонасыщенность породы характер их охлаждения после прохождения очага горения.

Текущая газонасыщенность коллекторов оценивается по данным нейтронных методов, толщина прогретых горных пород - по данным термометрии. Например, по сопоставлению кривой нейтронного гамма-метода с фоновым замером в контрольной скважине, пробуренной для выяснения термического воздействия на пласт, выделяются три интервала с различной газонасыщенностью (рис. 69). Верхний, наиболее проницаемый интервал характеризуется максимальной газонасыщенностью, в него поступает значительная часть закачиваемого воздуха и здесь осуществляется основной процесс ВГ, нижние два интервала менее подвержены процессу горения, что подтверждается данными термометрии. На рис. 69 показано изменение во времени верхней и нижней границ прогретых пород. Первое вступление теплового фронта от очага горения достигло забоя контрольной скважины в определенный момент времени, начиная с него толщина прогретой зоны в последующем непрерывно возрастает. Затем толщина прогретой зоны уменьшается за счет охлаждения нижней наименее подверженной горению части пласта.

Степень охвата пласта термическим воздействием по его толщине можно оценить также с помощью межскважинных исследований индикаторным методом по радону.

Порядок работ следующий. В нагнетательную скважину закачивается радоновая вода и затем продавливается в пласт нагнетаемым воздухом.

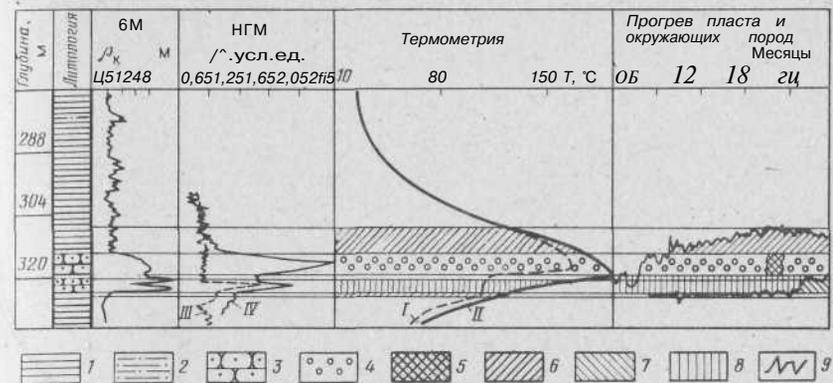


Рис. 69. Определение по данным термометрии и НГМ охвата во времени процессом внутрипластового горения по толщине пласта в контрольной скв. 1 — К месторождения Каражанбас (по данным А.А. Валуевского).

Замеры: /, III — первые, //, IV — повторные; 1 — глина, 2 — алевролит, 3 — песчаник нефтеносный, 4 — интервал интенсивного поступления воздуха, 5 — период непосредственного воздействия очага горения на призабойную зону, 6 — интервал прогретых непроницаемых пород, 7 — период интенсивного охлаждения нижней интервала пласта, 8 — интервал слабого поступления воздуха, 9 — границы прогретых пород

В контрольной скважине периодически регистрируется величина гамма-активности исследуемого пласта, которая сравнивается с фоновыми значениями гамма-поля. Интервалы продвижения водовоздушной смеси, активированной радонем, выявленные по превышению величин $\beta_{\text{ж}}$ над фоновыми, будут соответствовать именно тем интервалам, в которых будет протекать процесс внутрипластового горения.

Охват пласта термическим воздействием можно оценить и по фонду добывающих скважин, не пользуясь комплексом геофизических методов, позволяющих выделять работающие интервалы.

Для увеличения нефте- и газоотдачи или приемистости пласта используют также гидравлический разрыв и взрывные методы воздействия на горную породу.

Контроль гидравлического разрыва пласта производится методами радиометрии, термометрии и расходомерии.

Гидравлический разрыв пласта заключается в создании в коллекторе серии горизонтальных и вертикальных трещин с помощью закачки вязкой жидкости в пласт под высоким давлением. Жидкость, проникая в пласт, расширяет существующие трещины и формирует новые. Вместе с жидкостью нагнетается в горную породу крупнозернистый песок, который предотвращает смыкание образовавшихся трещин после снятия давления. Процесс гидроразрыва контролируют методом меченых атомов, для чего последние порции песка (200—250 кг) смешивают с небольшим количеством (2—5 кг) активированного песка. Для активации

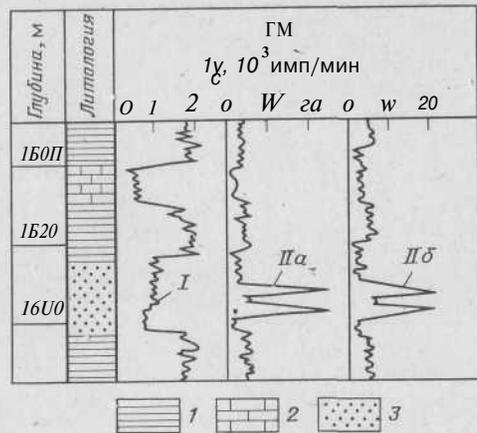


Рис. 70. Пример контроля гидроразрыва пласта методом изотопов. Кривые ГМ: / - до гидроразрыва, IIa, IIб - после гидроразрыва от двух детекторов, обращенных в разные стороны; I - глина; 2 - известняк; 3 - песок

песка обычно применяют изотоп железа ^{59}Fe , а также некоторые другие - ^{90}Sr , ^{65}Zn , ^{92}I , хорошо сорбирующиеся на поверхности песчаных частиц.

До и после гидравлического разрыва пласта скважина исследуется гамма-методом. Показания γ на повторной кривой ГМ против интервалов, принявших активированный песок, будут выше относительно первого замера. Сравнение кривых γ , приведенных на рис. 70, позволяет установить наличие трещин на глубинах 1631 и 1635 м.

С целью выяснения направления развития трещин используют скважинные приборы с несколькими счетчиками, экранированными друг от друга. Кривые γ на рис. 70, зарегистрированные после гидроразрыва с помощью двух счетчиков, расположенных диаметрально противоположно, идентичны, что свидетельствует о горизонтальном расположении трещин.

Контроль результатов гидроразрыва пласта возможно осуществлять также термометрией при условии отличия температуры залавливаемой жидкости от температуры пласта. В этом случае против трещин, в которые проникает жидкость, будут отмечаться в течение некоторого времени температурные аномалии относительно геотермы.

Для контроля гидроразрыва пласта рекомендуется использовать расходомерию. Повторный замер расходомером в случае образования трещин в коллекторе отметит увеличение притока флюида.

Применение гидроразрыва требует использования громоздкого оборудования и расходования большого количества песка для закрепления трещин, поэтому все большее распространение для интенсификации добычи нефти и газа получают взрывные методы воздействия на пласт.

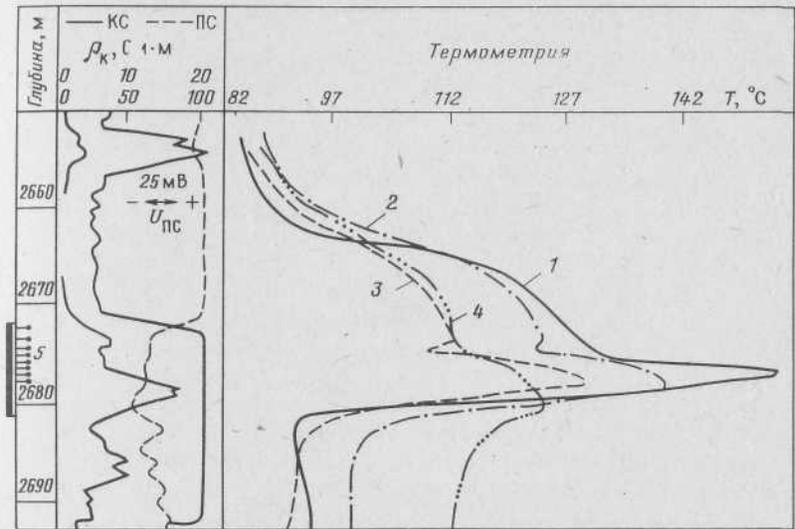


Рис. 71. Пример контроля за воздействием пороховых газов на пласт в скв. 34 Вэнга-Яхтинского месторождения (по данным Б.М. Беляева).

1-4 - последовательные замеры температуры через каждые 2 ч после применения ПГД, 5 - интервал перфорации

Ранее этих методов использовалось торпедирование. Торпеды с большими зарядами (до нескольких тонн) и высокой концентрацией ВВ (15-80 кг на 1 м пласта) взрывались в пластах большой толщины, представленных высокопрочными малопроницаемыми горными породами (плотные песчаники, карбонатные породы и др.) преимущественно в незакрепленных обсадными колоннами интервалах.

В последнее время для увеличения притока (приемистости) пластов используется термобарохимическое воздействие с помощью пороховых генераторов давления (ПГД), эффективность которых выше чем воздействие на пласт гидроразрыва [3].

Контроль за термобарохимическим воздействием на отдачу пласта может быть осуществлен с помощью расходомерии и термометрии.

На термограмме интервал воздействия пороховых газов фиксируется повышенными аномалиями ΔT относительно геотермы. На рис. 71 приведены замеры термометрии при контроле за воздействием пороховых газов на пласт. В скважине сжигание пороховых зарядов происходило в интервале перфорации 2672-2681 м. После применения ПГД приток нефти из пласта возрос с 0,8 до 125 м³/сут. Наибольшее увеличение температуры по термограммам фиксируется в интервале 2674-2680 м, следовательно, этот участок пласта характеризуется повышением дебита нефти. Возрастание температуры выше перфорированного интервала свя-

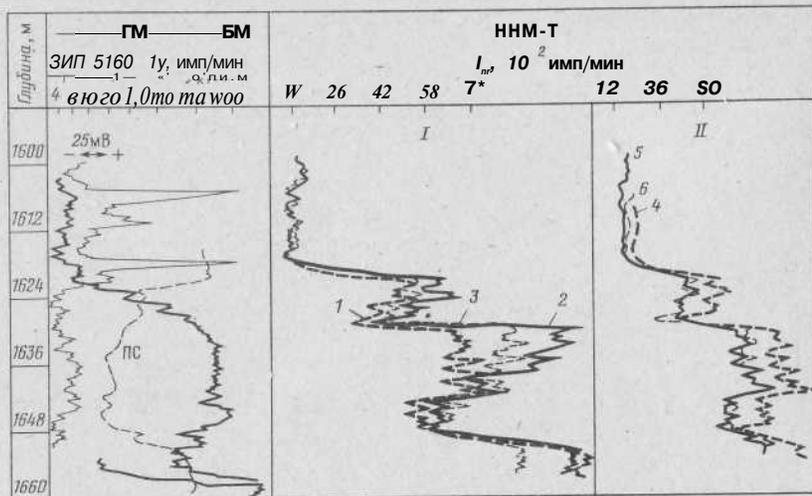


Рис. 72. Результаты измерений ННМ-Т в скважине Западно-Муртымынского месторождения [16].

/, // — первое и второе воздействия; кривые: 1, 4 — до акустического воздействия; 2, 5 — в процессе акустического воздействия; 3, 6 — после акустического воздействия

зано, вероятно, с прорывом пороховых газов через затрубье в каверну в интервале 2677—2678 м.

Разрыв пласта давлением пороховых газов эффективен в низкшп-ристых коллекторах с высоким пластовым давлением в интервалах с плотностью прострела кумулятивным лерфоратором 41>—SO отв/м и при установке аппарата непосредственно против этого участка пласта. "Малоэффективно применение ПГД в алевролитах, глинистых Песчаниках и известняках, обводненных в процессе эксплуатации, и с очень низким пластовым давлением.

Метод акустического воздействия на водо-нефтегазонасыщенные породы способствует интенсификации притока флюида из пласта в скважину за счет увеличения проницаемости коллектора в прискважинной его части, дегазации и кавитации поровой жидкости, снижения вязкости нефтей и возрастания массопереноса жидкости в породе. Возрастание проницаемости горной породы в акустическом поле связано с деструкцией приповерхностного двойного электрического слоя воды за счет периодических относительных движений скелета и флюида. Акустическая дегазация и кавитация обусловлена наличием в жидкости мельчайших пузырьков-зародышей, которые в акустическом поле испытывают колебания, перемещения и слияние, приводящие к выделению газа. Выделяющиеся пузырьки газа, перемещаясь и пульсируя в поровом пространстве коллектора, вызывают взаимное перемещение



Рис. 73. Результаты исследований термометрией и расходомерией при первом (I), до второго (II), во время второго (III) и после второго (IV) акустического воздействия в скважине Западно-Муртымынского месторождения [16]. 1, 3, 5 — в работающей скважине; 2, 4, 6 — в остановленной скважине через 4 ч; 7, 8, 9 — результаты измерений РГТ; 10 — профили притока; T_n , T_k — начальная и конечная температуры в скважине

нефти и воды и увлекают флюиды к скважине. Снижение вязкости жидкости в акустическом поле объясняется ее частичным нагревом за счет поглощения упругой энергии и разрывом связей у отдельных макромолекул при кавитации. Вязкость нефти в акустическом поле интенсивностью 8—100 кВт/м², частотой 20 Гц - 4,5 МГц снижается на 20-30 % [16]. Массоперенос жидкости связан с поглощением энергии и импульса волны. Так как импульс упругой волны должен сохраняться, то он передается среде и она приходит в движение. Интенсификация массопереноса увеличивает проницаемость насыщенных пористых сред в акустическом поле средних и больших интенсивностей (больше 10 кВт/м²) при килогерцовом диапазоне частот.

Сравнение данных метода плотности тепловых нейтронов, проведенного до и после акустического воздействия, показывает повышенное содержание газа в призабойной части пласта (рис. 72). В результате акустического воздействия коэффициент действующей мощности пласта увеличился до 28 % по данным ННМ-Т (см. рис. 72) и термометрии (рис. 73), что указывает на перспективность его применения для увеличения притока жидкости из пластов.

Комбинированное воздействие на пласты с целью интенсификации притока флюидов состоит в применении двух и более методов воздействия с различной физико-химической природой. Такое сочетание методов воздействия на горную породу способствует повышению эффективности их использования для увеличения притока флюидов. Могут быть такие комбинированные воздействия, как термохимическое, термоакустическое, термобарическое, термобарохимическое и др. Например, применение акустического воздействия совместно с кислотной обработкой призабойной зоны пласта БВ₈ Самотлорского месторождения позволило увеличить дебит нефти с 5 до 250 т/сут.

§ 30. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ КОЛОНН

Цементирование обсадных колонн можно считать высококачественным, если наблюдается: 1) соответствие положения цемента в затрубном пространстве проектной высоте его подъема; 2) наличие цемента в затрубном пространстве в затвердевшем состоянии; 3) равномерное распределение цемента в интервале его закачки; 4) отсутствие каналов, трещин и каверн в цементном камне; 5) надежное сцепление цементного камня с колонной и породами.

Для контроля качества цементирования обсадных колонн используют методы термометрии, радиоактивных изотопов, акустический и гамма-гамма-метод.

Термометрия. Метод термометрии позволяет: 1) установить верхнюю границу цементного кольца; 2) выявить наличие или отсутствие цемента в затрубном пространстве; 3) определить степень равномерности распределения цемента по разрезу, связанную с литологией пород.

Зацементированный интервал на термограмме отмечается повышенными значениями температуры на фоне общего постепенного возрастания ее с глубиной и расчлененностью кривой по сравнению с кривой против незацементированных участков скважин (рис. 74).

Наибольшие аномалии на термограмме можно зафиксировать в промежутке времени от 6 до 24 ч после окончания заливки цемента.

Уровень цемента по термограмме устанавливается на 5—10 м ниже начала подъема температурной кривой, тем самым учитывается распространение тепла вдоль ствола скважины.

В интервале нахождения цемента дифференциация температурной кривой обусловлена литологией и кавернностью разреза. Как правило, из-за различия тепловых сопротивлений песчаным, карбонатным, метаморфическим и изверженным породам соответствуют пониженные температурные аномалии, глинистым — повышенные. Кроме того, в глинистых породах температурный эффект чаще всего усилен за счет каверн, заполненных цементом. Неувязка температурных аномалий с литологией разреза свидетельствует о некачественном цементировании обсадной колонны (односторонняя заливка, разрывы сплошности цементного камня за колонной и др.).

Недостатки метода 1) зависимость температурного поля от времени проведения измерений после закачки цемента (по истечении 2 сут и более экзотермический эффект исчезает); 2) малая эффективность повторных измерений из-за нивелирования температурных аномалий за счет перемешивания жидкости в стволе скважины; 3) сложность от-

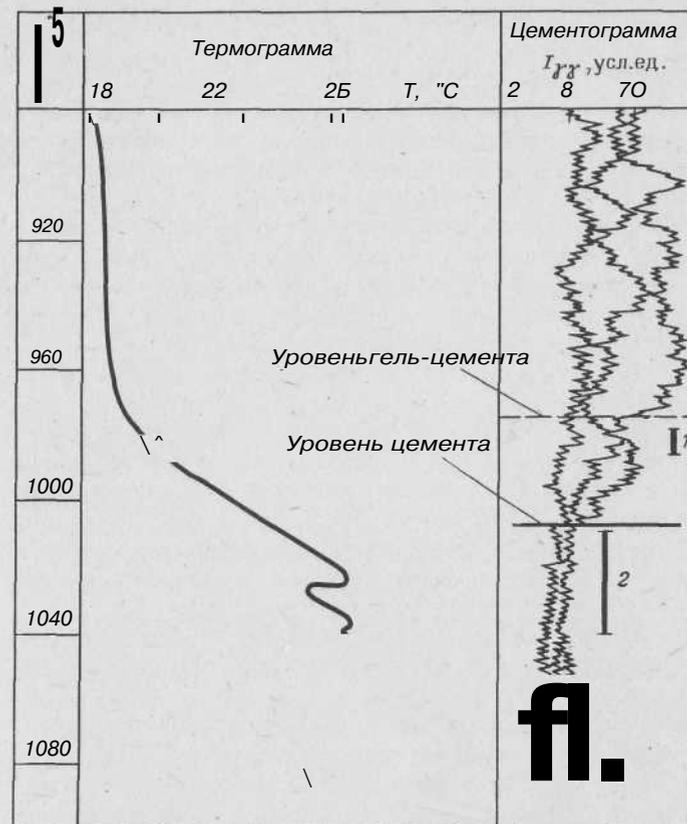


Рис. 74. Определение качества цементирования обсадной колонны по данным термометрии и гамма-гамма-метода.

1,3 — интервалы с некачественной заливкой цемента, 2 — интервал качественного цементирования

бивки границы цементного кольца при высоких температурах окружающих пород на больших глубинах (свыше 2000 м); 4) невозможность контроля степени твердения цемента, характера распределения его за колонной по периметру скважины и сцепления с колонной и горными породами.

Метод радиоактивных изотопов. Метод позволяет: 1) определить высоту подъема цемента; 2) выявить наличие цемента и установить характер его распределения в затрубном пространстве; 3) обнаружить в цементном камне каналы.

Наличие цемента в затрубном пространстве и его уровень подъема отмечается повышенными значениями гамма-активности на кривой ГМ за счет добавления в цементный раствор радиоактивных изотопов. До

закачки активированного цемента регистрируют первоначальную кривую ГМ. Для активации цемента обычно применяют короткоживущие изотопы ^{131}I , ^{59}Fe , ^{95}Sr , ^{65}Zn , ^{222}Rn . Если требуется установить лишь высоту подъема цемента, то активируется только его первая порция.

С целью изучения характера распределения цемента в затрубном пространстве регистрируют кривую интенсивности гамма-излучения в функции угла поворота свинцового экрана с продольной щелью, окружающего счетчик гамма-квантов. Если цемент распределен вокруг колонны равномерно, а фактический диаметр скважины постоянен в разных направлениях, то кривая ГМ будет близка к прямой, параллельной оси абсцисс. При неравномерной толщине цемента вокруг колонны на кривой ГМ будут отмечаться отчетливые минимумы $D/\hat{y}_{\text{итп}}$ и максимумы $L/\hat{y}_{\text{итах}}$. Чем более неравномерно распределен цемент за колонной, тем значительнее разница $A/\hat{y}_{\text{и}} = I_{\text{стах}} - \hat{y}_{\text{итп}}$.

ЭТОТ метод применяется в том случае, когда требуется закачать большое количество активированного цемента, например при ремонтных работах. Повторная заливка активированного цемента позволяет обнаружить в цементном камне каналы. Расхождение в значениях интенсивности $D/\hat{y}_{\text{и}}$ на кривых ГМ, снятых после цементирования колонны без изотопов и с их добавкой, свидетельствует о перемещении активированного цементного раствора по каналам в цементном камне.

Качество цементирования обсадных колонн можно также оценить путем закачки в перфорированный интервал активированной изотопами жидкости.

Порядок работы с изотопами следующий: 1) регистрируется контрольная кривая ГМ в исследуемом интервале скважины; 2) через насосно-компрессорные трубы, опущенные в скважину до уровня верхних перфорационных отверстий, закачивают в скважину и залавливают в отверстия активированную жидкость; 3) через 3–4 ч проводят интенсивную промывку скважины через пространство между колонной и НКТ; 4) после подъема НКТ регистрируют повторную кривую ГМ.

Сопоставление контрольной и повторной кривых ГМ позволяет выявить интервалы проникновения активированной жидкости за колонной. При хорошем качестве цементирования колонны активированная жидкость проникает только в интервал перфорации, при плохом — ниже или выше зоны перфорации.

Недостатки метода: 1) необходимо соблюдать особые правила техники безопасности; 2) применение его возможно только в перфорированных скважинах; 3) исследуются сравнительно небольшие участки за колонного пространства; 4) трудоемкость работ, приводящая к длительному простою скважин.

Гамма-гамма-метод. Этот метод позволяет: 1) установить высоту подъема цемента; 2) определить наличие цемента и характер его распределения в интервале цементирования; 3) фиксировать наличие переходной зоны от цементного камня к раствору (гель-цемент), 4) вы-

явить в цементном камне небольшие раковины и каналы; 5) определить эксцентриситет колонны.

Поскольку плотности цементного камня ($\rho_{\text{ц}} = 1,8\text{--}2,0 \text{ г/см}^3$) и промывочной жидкости ($\rho_{\text{р}} = 1,2\text{--}1,3 \text{ г/см}^3$) значительно различаются, а интенсивность вторичного гамма-излучения $I_{\text{в}}$ при работе с заинверсионными зондами находится в обратной зависимости от плотности среды, то на регистрируемой кривой ГМ участки с цементом четко выделяются пониженными показаниями $I_{\text{у}}$ по сравнению с интервалами, содержащими за обсадной колонной промывочную жидкость.

Интерпретация цементограмм состоит в следующем. Степень дифференциации кривых ГМ определяется параметром $y_{\text{макс}}/y_{\text{мин}}$, т.е. отношением максимальных и минимальных показаний рассеянного гамма-излучения в изучаемом интервале глубин. Чем больше отличается это отношение от единицы в данном сечении скважины, тем меньше центрирована колонна и менее равномерно распределен цемент в затрубном пространстве.

Пример интерпретации цементограммы, полученной прибором с трехканальным зондом, приведен на рис. 74.

В зацементированном участке скважины наибольшие значения $I_{\text{г}}$ характерны для каверн, так как плотность цементного камня меньше плотности горных пород ($\rho_{\text{п}} = 2,1\text{--}2,8 \text{ г/см}^3$).

Интерпретация круговых цементограмм подобна интерпретации обычных цементограмм. На диаграмме проводят линии цемента $I_{\text{у}}$ (максимальные показания против каверны с цементом), породы $I_{\text{у}}$ (минимальные показания против зацементированного участка скважины при номинальном ее диаметре), цемент—порода $I_{\text{у}}$ (максимальные показания против зацементированного участка скважины при номинальном ее диаметре), раствора $I_{\text{у}}$ (максимальные показания на кривой против каверны с промывочной жидкостью), раствор—порода $I_{\text{у}}$ (максимальные показания против незацементированного участка ствола скважины при номинальном ее диаметре) [5]. По относительному расположению этих линий судят о качестве цементирования. Если величины $7\text{--}7\text{мин}$ близки к $I_{\text{у}}$, а $I_{\text{у}}$ не превышает $I_{\text{у}}$, то этот вариант соответствует хорошо зацементированному интервалу. Если же значения $I_{\text{у}}$ приближены к $I_{\text{у}}$ и величины $I_{\text{у}}$ превышают $I_{\text{у}}$ и $I_{\text{у}}$, то интервал характеризуется неполным заполнением затрубного пространства цементным камнем. Критерии оперативной оценки качества цементирования обсадных колонн по круговым цементограммам при $\rho_{\text{ц}} = 1,8\text{--}1,9 \text{ г/см}^3$ и $\rho_{\text{р}} = 1,24\text{--}1,3 \text{ г/см}^3$ приведены в табл. 6.

С помощью дефектограммы изучают распределение цемента по сечению колонны путем точечных измерений $I_{\text{у}}$ в заданных интервалах скважины. Если вещество в затрубном пространстве имеет однородную плотность, то дефектограммы имеют синусоидальный вид, наличие же каналов в цементном камне и одностороннее цементирование обсадных колонн приводят к резкому искажению синусоидального вида кривых.

Таблица 6. Критерии оценки круговых цементограмм

Характер заполнения затрубного пространства	$I_{\gamma\gamma\max}$	$I_{\gamma\gamma\max}$	$I_{\gamma\gamma\max}$	$I_{\gamma\gamma\max}$	$I_{\gamma\gamma\max}$	$I_{\gamma\gamma\max}$
	$I_{\gamma\gamma\text{ц}}$	$I_{\gamma\gamma\text{цп}}$	$I_{\gamma\gamma\text{ц}}$	$I_{\gamma\gamma\text{цп}}$	$I_{\gamma\gamma\text{ц}}$	$I_{\gamma\gamma\text{цп}}$
	$d_c = 295$ мм		$d_c = 214$ мм		$d_c = 193$ мм	
	$d_k = 168$ мм		$d_k = 146$ мм		$d_k = 146$ мм	

Цементный камень	0,9-1,0	0,9-1,2	0,7-0,9	0,9-1,2	0,5-0,7	0,9-1,2
Жидкость	>1,5	>1,6	>1,3	>1,5	>1,0	>1,4

Качество цементирования с помощью дефектограмм оценивается по протяженности положительной и отрицательной полуволн (рис. 75). Средняя линия для кривых проводится так, чтобы $a_1 = a_2$. Если $b_1 = b_2$, то цементирование хорошего качества, если $b_1 > b_2$ — плохого. Искажение правильной синусоидальной формы кривых $I_{\gamma\gamma}$ связано с наличием в цементном камне каналов площадью более 10 % сечения скважины с неравномерной заливкой цементного раствора.

На интенсивность $I_{\gamma\gamma}$ оказывают также влияние толщина стенки обсадных колонн, диаметр скважины, изменение плотности горных пород и другие факторы, которые необходимо учитывать при интерпретации цементограмм и дефектограмм.

На рис. 76 показаны результаты комплексных измерений дефектомером и толщиномером. Привлечение данных о толщине стенок обсадных колонн значительно облегчает интерпретацию цементограмм. При отсутствии толщинограммы можно было бы сделать неверный вывод о плохом качестве цементирования интервала 486—635 м.

Количественная интерпретация цементограмм осуществляется с целью оценки плотности вещества в затрубном пространстве скважины и определения эксцентриситета обсадной колонны [12].

Преимущества гамма-гамма-метода: возможность проведения измерений независимо от времени, прошедшего после окончания цементирования.

Недостатки метода: невозможно выделить мелкие каналы площадью менее 8—10 % площади сечения затрубного пространства скважины; необходимо, чтобы плотность цементного камня существенно отличалась от плотности промывочной жидкости и была большой разница диаметров скважины и колонны.

Акустический метод. Наибольшую информацию о качестве цементирования обсадных колонн дает акустический метод, который позволяет: 1) установить высоту подъема цемента; 2) выявить наличие или отсутствие цемента за колонной; 3) определить наличие каналов, трещин и каверн в цементном камне, в том числе и небольших размеров; 4) изучить степень сцепления цемента с колонной и горными породами;

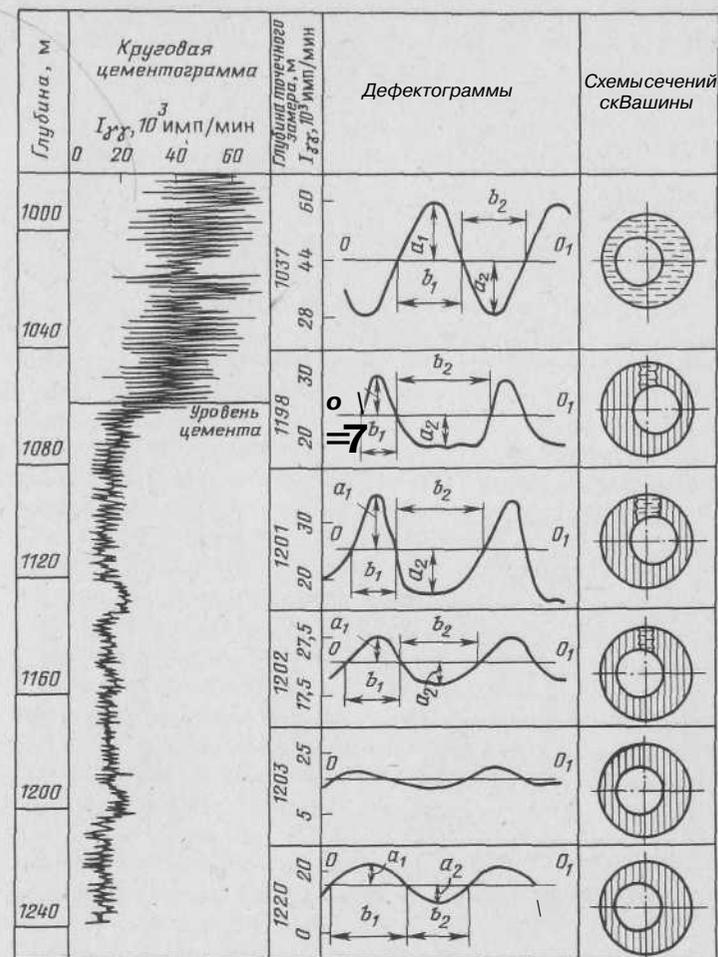


Рис. 75. Определение качества цементирования обсадной колонны по данным круговой цементограммы и дефектограммы.
1 — цемент, 2 — промывочная жидкость

дами; 5) исследовать процесс формирования цементного камня во времени.

Метод основан на измерении амплитуды преломленных продольных волн, распространяющихся по обсадной колонне (трубная волна) и горной породе, и регистрации времени распространения упругих колебаний в этих средах.

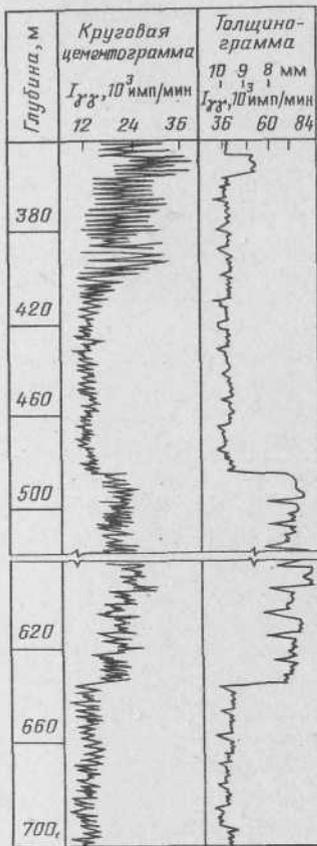


Рис. 76. Пример круговой цементограммы и толщинограммы

Амплитуда трубной волны определяется коэффициентом $a_{\text{ц}}$ эффективного поглощения (коэффициентом затухания) продольных волн:

$$A_{\text{к}} = A_{\text{к0}} \exp(-a_{\text{ц}} D/),$$

где A , $A_{\text{н}}$ - амплитуды трубной волны соответственно в произвольной и исходной точках; $D/$ - расстояние между излучателем и приемником упругих колебаний (база измерения).

Теоретическими и экспериментальными исследованиями установлено следующее.

1. Надежный контакт цемента с обсадной колонной характеризуется отсутствием трубной волны, при этом амплитуда $A_{\text{к}}$ на диаграмме минимальна, а амплитуда $A_{\text{н}}$ по породе имеет высокие значения (см. рис. 38). Если скорость распространения упругих волн по горной породе больше, чем по трубе, на кривой АМ может возникнуть дополнительная аномалия. Для исключения неоднозначности в интерпретации данных АМ одновременно регистрируются кривые времени распространения волн по породе $t_{\text{п}}$ или же по колонне $t_{\text{к}}$.

2. Отсутствие или плохое сцепление цемента с обсадной колонной фиксируется максимальной амплитудой $A_{\text{к}}$ трубной волны и минимальной амплитудой $A_{\text{н}}$ продольной волны по горной породе.

3. При неполном сцеплении цемента с колонной регистрируется в первом вступлении амплитуда трубной волны $A_{\text{к}}$, имеющая промежуточную амплитуду по сравнению с амплитудами при надежном и плохом контактах цемента с колонной. Интерпретировать подобную волновую картину наиболее сложно.

На амплитуду трубной волны оказывают влияние ряд факторов: база измерения, толщина и состав цементной смеси, время формирования цементного камня и наличия в нем дефектов, внешнее покрытие обсадных труб, давление и температура в скважине и др. Эти факторы необходимо принимать во внимание при интерпретации диаграмм АМ [13].

Процесс формирования цементного камня со временем вызывает изменение амплитуд трубных волн. По величинам амплитуд $A_{\text{к}}$ весьма четко различаются два состояния: незагустевший цементный раствор и цементный камень. В первом случае наблюдаются максимальные амплитуды, которые равны амплитудам в незацементированной колонне, во втором - минимальные амплитуды трубных волн на уровне шумов.

Различные факторы, оказывающие влияние на формирование цементного камня, могут увеличивать его проницаемость, ухудшать силу и прочность сцепления с горными породами и металлом обсадных труб, приводить к образованию в нем каналов, трещин и разрывов. С уменьшением сплошности цементного камня, с увеличением размеров каналов, трещин и разрывов амплитуда трубной волны увеличивается. Когда интервал отсутствия цемента равен или больше базы зонда, амплитуда трубной волны достигает значения амплитуды в свободной колонне.

При интерпретации кривых акустического цементомера за основу берутся показания кривой $A_{\text{к}}$, кривые $A_{\text{н}}$, $m_{\text{а}}$, $m_{\text{к}}$ являются вспомогательными. Кривая $t_{\text{п}}$ достигает максимального значения на участках колонны с хорошим сцеплением цементного камня с колонной и плохим - с горной породой. В этом случае величина $m_{\text{н}}$ близка ко времени пробега упругой волны по промывочной жидкости. Минимальная величина регистрируемого времени $m_{\text{н}}$ меньше времени прохождения продольной волны по колонне $t_{\text{к}}$ и наблюдается в интервалах, характеризующихся высокой скоростью распространения колебаний в горной породе при жесткой связи цементного камня с колонной и стенками скважины.

В разрезах скважин, где скорость распространения продольных волн по породе $v_{\text{п}}$ превышает скорость их распространения по колонне $v_{\text{к}}$ ($v_{\text{п}} > v_{\text{к}}$), или в случае низких $v_{\text{п}}$ и больших затуханий волн определение качества цементирования обсадных колонн по параметрам $A_{\text{к}}$, $A_{\text{н}}$, $t_{\text{п}}$ и $t_{\text{к}}$ затрудняется. При $v_{\text{п}} > v_{\text{к}}$ (высокоскоростной разрез) вместо волны по колонне регистрируют волну по породе, а при низких $v_{\text{п}}$ и больших затуханиях волн (низкоскоростной разрез) вместо волн по породе регистрируют гидроволну.

Надежность определения качества цементирования обсадных колонн повышается, если одновременно с записью кривых акустическим цементомером фотографировать волновые картины, получаемые этим цементомером.

Качество цементирования по волновым картинам оценивается по следующим признакам.

1. Незацементированная колонна на волновой картине отмечается мощным долго не затухающим сигналом трубных волн, приходящим за время $t_{\text{к}}$, которое равно времени пробега волны на базе зонда со скоростью стержневых волн в стали. Время $t_{\text{к}}$ для базы $D/ = 2,5$ м в зависимости от диаметра колонны и физико-механических свойств жидкости в скважине может изменяться от 500 до 650 мкс (рис. 77, в.к. 1).

2. Хорошее качество цементирования обсадных колонн (надежное

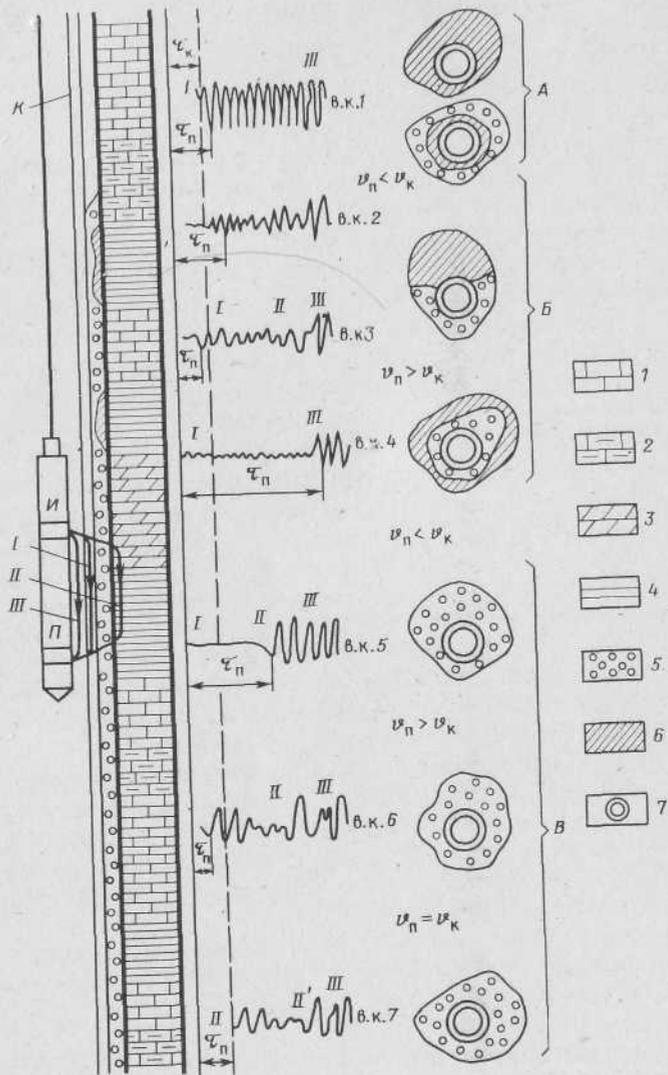


Рис. 77. Определение качества цементирования обсадной колонны по волновым картинам.

Путь волны: / — по колонне, // — по породе, /// — по промывочной жидкости в обсадной колонне; I — известняк, 2 — известняк глинистый, 3 — мергель, 4 — глина, 5 — цемент, 6 — промывочная жидкость, 7 — колонна. К — колонна, в.к. — волновая картина, А — незацементированная колонна, Б — частично зацементированная колонна, В — полностью зацементированная колонна, И — источник излучения, П — приемник излучения

сцепление цементного камня с горной породой и колонной) в низкоскоростном разрезе отмечается на волновой картине малой амплитудой A_k и значительной амплитудой A_n . Типы волн в этом случае отчетливо разделяются по времени их вступления (рис. 77, в.к. 5). Если A_k меньше критической величины, выше которой контакт цементного камня с колонной считается неполным, а A_n и m_n коррелируются со значениями этих величин, полученными при исследовании необсаженной скважины акустическим методом, или со значениями кажущегося электрического сопротивления горных пород, то затрубное пространство является герметичным.

3. В высокоскоростных разрезах, где различить однозначно волны, распространяющиеся по горной породе и по колонне, только по времени их вступления трудно, оценить качество цементирования обсадных колонн помогает частотная характеристика волн. Установлено, что частота продольных волн в горных породах возрастает с увеличением скорости их распространения, однако во всех случаях остается ниже частоты волны, распространяющейся по колонне (при частоте излучателя 25 кГц) [13]. Хорошее качество цементирования обсадных колонн в высокоскоростном разрезе отмечается на волновой картине неискаженным импульсом продольной волны частотой ниже 25 кГц и амплитудой, коррелирующей с ее величиной, полученной до обсадки скважины, а также наличием поперечной волны частотой ниже 20 кГц (рис. 77, в.к. 6, 7).

4. В случаях, когда величина A_k превышает критическое значение и не удается выделить волны по породе при наличии волны частотой 25—30 кГц, вступающей на времена больше 1300 мкс, а также при отсутствии корреляции значений амплитуд A_n со значениями их в необсаженной скважине, затрубное пространство негерметично или его герметичность неопределенна (частичное цементирование) (рис. 77, в.к. 2, 3).

5. В высокоскоростном разрезе при частичном цементировании обсадной колонны сигнал с момента времени t_k представлен волнами различной частоты. Этот признак позволяет отличить по волновой картине частичное цементирование от хорошего даже в случае надежной корреляции кривых амплитуды и времени, записанных до и после обсадки скважины колонной (рис. 77, в.к. 3).

Совместная интерпретация данных акустической цементометрии, акустического метода в необсаженной скважине и волновых картин дает наиболее достоверную оценку качества цементирования обсадных колонн.

Акустическая цементометрия также успешно применяется для контроля изменения состояния цементного камня после перфорации колонны и в процессе эксплуатации скважины. Прострелочно-взрывные работы приводят к нарушению целостности цементного камня и уменьшают степень его сцепления с колонной.

Таким образом, лишь один акустический метод из всех рассмотрен-

Таблица 7. Критерии оценки качества цементирования обсадных колонн по данным акустического метода

Характер контакта		Амплитуды волн		
цемент-колонна	цемент-порода	A_K	A_C	Δ_P
Жесткий	Жесткий	Нулевые	Нулевые	Максимальные
Скользкий	”	Средние	”	Средние
Жесткий	Скользкий	”	Средние	”
Скользкий	”	Высокие	”	Нулевые
	Отсутствие цемента	Максимальные	Нулевые	

ных выше позволяет установить наличие или отсутствие сцепления цементного камня с окружающими средами. Критерии оценки характера сцепления цемента с колонной и породами приведены в табл. 7.

Недостатки метода: при скользком контакте цементного камня с обсадной колонной упругие колебания распространяются в основном по колонне, волны в последующих вступлениях не фиксируются, качество цементирования в этом случае определить невозможно; в высокоскоростном разрезе ($v_n > 5300$ м/с) первые вступления при плохом и хорошем качестве цементирования относятся к волне, идущей по породе, поэтому однозначная интерпретация кривых A_K и A_n невозможна, необходима дополнительная регистрация волновых картин.

§ 31. ВЫЯВЛЕНИЕ ДЕФЕКТОВ ОБСАДНЫХ И НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

К числу дефектов обсадных и насосно-компрессорных труб относятся непостоянство диаметров и толщины стенок, наличие в них отверстий, трещин, разрывов, вмятин, раздутий. Эти дефекты возникают в трубах под влиянием неравномерных механических напряжений, коррозии и прострелочно-взрывных работ.

Методы обнаружения дефектов рассмотрены в § 13. Кроме специальных геофизических методов контроля технического состояния труб могут быть использованы также обычные методы ГИС при длине дефектного участка, превышающего разрешающую способность метода по вертикали. Так, на рис. 78 показано обнаружение интервала разрыва обсадной колонны по данным ННМ-Т, ГМ, ИМ и АМ и магнитного локатора. Разрыс колонны протяженностью 15,6 м зафиксирован в интервале 1374,4—1390,0 м повышенными показаниями ННМ-Т и ГМ, увеличением эффективного сопротивления на кривой ИМ на фоне нулевого значения p_c в колонне, нулевой амплитудой A_K упругих колебаний по АМ и изменением магнитного поля на кривой локатора муфт.

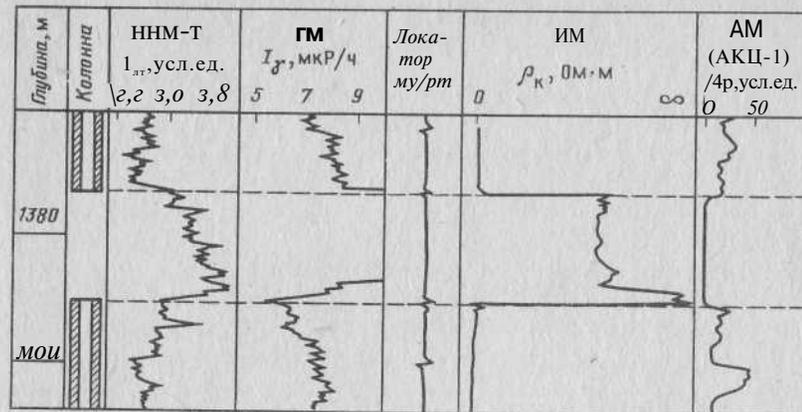


Рис. 78. Определение интервала разрыва колонны по данным комплекса ГИС в скв. 1582 Лянторского месторождения

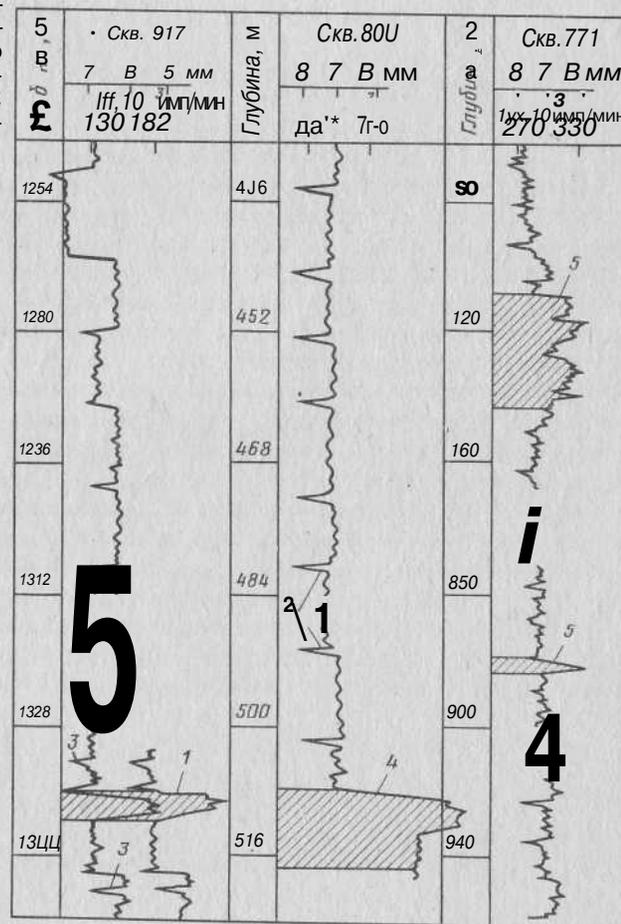


Рис. 79. Определение технического состояния обсадных колонн по гамматолщинограмме [5].

1 — нарушение колонны в интервале перфорации, 2 — муфта колонны, 3 — центрирующие фонари, 4 — разрыв колонны, 5 — интервалы коррозионного износа

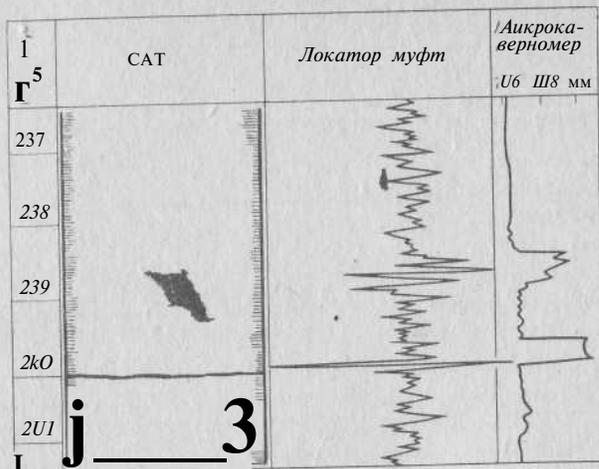


Рис. 80. Определение нарушения колонны акустическим телевизором, микрокаверномером и магнитным локатором в скв. 2643/27 Варьеганского месторождения

Изменение толщины стенок труб, появление раздутий колонны в результате ее перфорации, интервалы разрыва и коррозионного износа достаточно уверенно фиксируются по гамма-гамма-толщинограмме (рис. 79). Шкала толщины стенок труб h_k наносится на диаграмму по градуировочным кривым, полученным в эталонировочном устройстве.

Определение среднего внутреннего диаметра колонн, их овальность, смятие, выявление желобов можно осуществлять по данным измерений трубными профилемерами.

Пример обнаружения вмятины в колонне в интервале 238,6—239,3 м и ее разрыва на глубине 240 м по данным скважинного акустического телевизора САТ-1, микрокаверномера (калибромера) и магнитного локатора приведен на рис. 80.

Интервал перфорации может быть не установлен по данным магнитного локатора в случае изменения толщины стенки колонны за счет коррозии и разной степени ее намагниченности, при этом кривые локации муфт будут схожи с кривыми для перфорированных интервалов.

Результаты исследований дефектометрией обсадных колонн и НКТ необходимы при интерпретации данных расходомерии, установлении мест негерметичности труб и выявления затрубной циркуляции флюидов.

§ 32. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ИНТЕРВАЛОВ ЗАТРУБНОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ ФЛЮИДОВ

Места негерметичности обсадных колонн, связанные с притоками и поглощениями флюидов, устанавливаются с помощью методов резистивиметрии, влагометрии, плотностеметрии, термометрии, изотопов, кислородного и расходомерии.

Негерметичность обсадной колонны с помощью резистивиметрии определяется по притоку или поглощению воды, отмечающейся по удельному электрическому сопротивлению от промывочной жидкости ствола скважины. Приток воды в скважину вызывается методом оттаргивания. Место притока воды на кривой сопротивления отмечается повышением или понижением показаний ρ в зависимости от величины удельного сопротивления поступающей в скважину воды. Интервал негерметичности колонны, связанный с притоком жидкости, отмечается резким изменением показаний на кривой сопротивления.

Поглощение воды затрубным пространством из скважины через место негерметичности в колонне вызывается методом продавливания. С этой целью в ствол скважины закачивают порцию воды, резко отличающейся по удельному сопротивлению от воды, заполняющей скважину, и попутно с продавливанием жидкости производят измерения резистивиметром. Интервал негерметичности колонны, связанный с поглощением жидкости, фиксируется по прекращению изменений сопротивления жидкости в стволе скважины.

В случае сильных нефтегазопроявлений при определении мест негерметичности колонны и лифтовых труб следует использовать метод продавливания жидкости.

Данные влагометрии позволяют установить места негерметичности колонны по притокам флюидов с диэлектрической проницаемостью, отличающейся от $\epsilon_{отн}$ смеси в стволе скважины.

Места негерметичности обсадной колонны и лифтовых труб успешно определяют по данным обычной и высокочувствительной термометрии. В случае хорошей приемистости скважины измерения термометрией проводятся с применением закачки в нее воды под давлением, в случае низкой приемистости — после снижения уровня жидкости в скважине. В первом и во втором случаях проводятся: 1) контрольный замер термометром в остановленной скважине; 2) замер термометром после закачки воды в скважину или после снижения уровня жидкости в ней.

Определение негерметичности колонны с помощью снижения уровня жидкости в скважине позволяет установить место поступления флюида по величине дроссельного эффекта на кривой термометрии (рис. 81). В случае притока воды или нефти эффект положительный, в случае притока газа — отрицательный. В приведенном примере фиксируется поступление воды через негерметичное муфтовое соединение на глубине 1380 м. На кривой резистивиметра отмечается изменение удельного со-

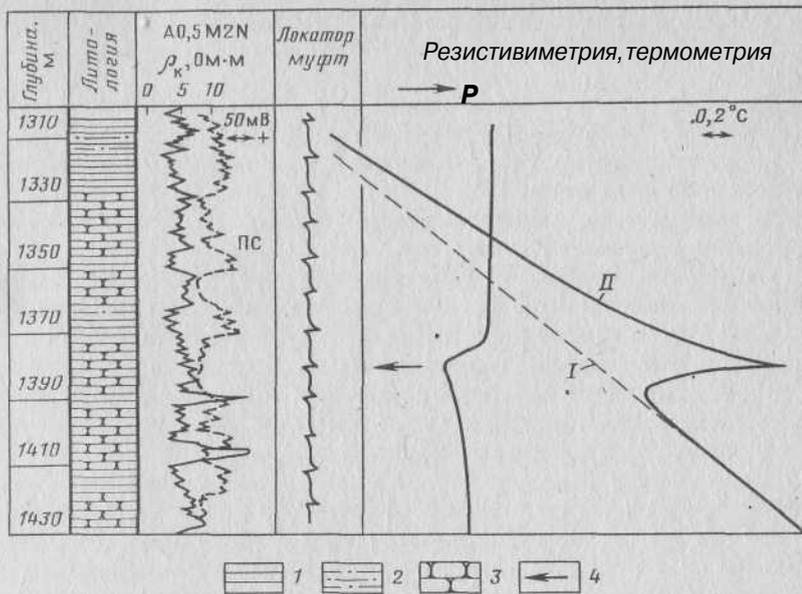


Рис. 81. Определение негерметичности колонны по данным термометрии и резистивиметрии в скв. 91 Западно-Сургутского месторождения.

/ — геотерма; // — замер после снижения уровня жидкости в стволе скважины на 200 м; 1 — глина, 2 — алевролит, 3 — песчаник, 4 — место притока воды

противления жидкости, что подтверждает вывод о месте негерметичности колонны.

Места негерметичности обсадной колонны выше интервалов перфорации выделяются по увеличению градиента температур по сравнению с градиентами температур выше и ниже интервала негерметичности. При установлении мест негерметичности в интервалах между перфорированными пластами для более уверенной интерпретации следует привлекать результаты механической и термокондуктивной расходомерии.

Характерными признаками негерметичности обсадной колонны в зумпфе по данным термометрии являются: 1) резкое увеличение температуры в переделах между пластами; 2) резкое приращение температуры в интервалах пластов-коллекторов, не вскрытых перфорацией; 3) отсутствие проявления дроссельного эффекта в перфорированном пласте на термограмме действующей скважины; 4) нулевой градиент температуры в зумпфе (термограмма располагается параллельно оси глубин). Однако однозначно судить по этим признакам о негерметичности колонны нельзя, так как они являются одновременно и признаками затрубной циркуляции флюидов. Поэтому в таких случаях для выявления

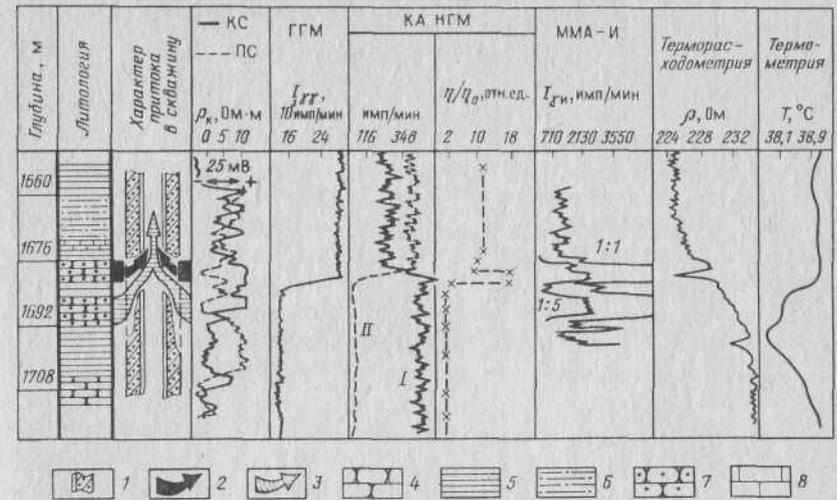


Рис. 82. Выявление затрубной циркуляции воды в действующей скв. 6541 Ленингорского месторождения по данным комплекса ГИС [5],

/ — прямой зонд 50 см, II — обращенный зонд 25 см; I — цемент в затрубном пространстве, 2 — приток нефти, 3 — приток воды, 4 — песчаник водоносный, 5 — глина, 6 — алевролит, 7 — песчаник нефтеносный, 8 — известняк

ния интервалов негерметичности колонны необходимо привлекать данные расходомерии и методов определения состава флюидов.

Метод изотопов может быть использован для локализации мест негерметичности обсадных колонн в комплексе с другими методами ГИС.

Интервал негерметичности обсадной колонны, связанный с поступлением в скважину воды, по данным кислородного метода фиксируется увеличением параметра $t_{отн}^?$ (рис. 82). В случае притока воды в воду выше критического дебита место поступления по измерениям КАНГМ может не зафиксироваться, так как кривая зависимости $t_{отн}^? = f(Q)$ на этом участке выполаживается (см. рис. 63).

Приток воды в скважину, работающую нефтью с водой, вследствие негерметичности колонны отмечается на плотностеграмме снижением показаний $I_{тн}^?$ от нефти к воде (см. рис. 82).

Наличие дефектов в цементном кольце и обсадных колоннах является причиной возникновения затрубной циркуляции флюидов и поступления воды в скважину.

Затрубная циркуляция флюидов может быть определена по данным методов термометрии, расходомерии, изотопов, кислородного. Наличие дефектов в цементном камне и обсадных колоннах, выявленных по результатам исследований цементометрии и дефектометрии характеризует вероятность возникновения затрубных циркуляций и межпластовых перетоков флюидов при заданных градиентах давлений.

Возможности отдельных геофизических методов определения затрубной циркуляции флюидов зависят от условий проведения исследований в скважинах различного назначения. Необходимо различать условия проведения измерений методами ГИС в действующих скважинах (эксплуатационные и нагнетательные) и в неработающих скважинах (контрольные, остановленные).

Признаками обводнения продукции в результате затрубной циркуляции воды или негерметичности колонны являются ускоренный рост обводнения добываемой нефти или газа, изменение степени обводненности продукции при разных депрессиях на пласт, солевой состав воды в продукции, отличающийся от солевого состава нагнетаемой воды, отсутствие интервала обводнения в перфорированной части пласта по данным ИНМ, осолонение цементного камня по данным ННМ-Т в перемычках, прилегающих к пласту.

Основным методом выявления затрубной циркуляции флюидов в эксплуатационной скважине является термометрия. Результаты термометрии наиболее надежны, если в скважине имеется зумпф глубиной около 10 м, так как имеется возможность определять циркуляцию флюида из нижележащего пласта.

Исследования термометрией проводятся в интервалах, расположенных ниже участка перфорации и выше его. Признаками затрубной циркуляции флюидов из нижележащих пластов являются изменение температурного градиента по сравнению с нормальным для данного месторождения, проявление дроссельного эффекта в перфорированном пласте, нулевой градиент температур в перемычке между исследуемыми пластами, отсутствие дроссельного эффекта в подошве перфорированного пласта.

Затрубная циркуляция воды из вышележащего перфорированного пласта отмечается резким снижением градиента температуры в интервале движения воды и возрастанием температуры ниже перфорированного пласта в работающей скважине, а против пласта—источника обводнения наблюдается положительная аномалия температуры в остановленной скважине.

При небольшой величине зумпфа (2—3 м) и достаточно интенсивных перетоках воды (более 5 м³/сут) затрубная циркуляция жидкости может быть установлена по данным кислородного метода (см. рис. 82).

По данным расходомерии перетоки по затрубному пространству из соседних перфорированных пластов отмечаются аномально высокими дебитами из крайних отверстий перфорации, ближайших к пласту-источнику затрубной циркуляции. Давление пласта в источнике перетока обычно значительно превышает давление в перфорированном пласте, поэтому перфорированный пласт может прекратить свою работу, а приток в скважину будет происходить за счет перетока из соседнего пласта.

Метод изотопов в эксплуатационных скважинах для определения

интервала затрубной циркуляции воды применяется лишь в крайнем случае при неоднозначности результатов измерений другими методами, так как в таких скважинах нежелательны длительные остановки, глушение и извлечение лифтовых труб. Интервал затрубной циркуляции флюидов отмечается повышенными показаниями \sim (см. рис. 82).

Перетоки нефти между перфорированными и неперфорированными пластами выделяются по данным термометрии и расходомерии аналогично определениям перетоков воды. Если переток нефти происходит из нижележащего пласта в верхний работающий пласт, то наличие затрубной циркуляции фиксируется на термограмме положительной аномалией против перфорированного пласта, отдающего нефть. Наличие аномалии объясняется дроссельным эффектом. Дополнительным подтверждением работы нижележащего перфорированного пласта является высокий удельный дебит нефти из нижних перфорационных отверстий.

Затрубную циркуляцию между перфорированным и соседними перфорированными пластами можно выявить также по индикаторным диаграммам, полученным для интервалов притока из кровельной и подошвенной частей интервала перфорации и для прилегающих к ним перфорированных участков пласта до непроницаемой перемычки. По этим диаграммам определяются давления в кровле и подошве перфорированного интервала и соседних с ними пропластках. Если давление в кровле и подошве интервала перфорации выше давления в прилегающих к ним частям пласта и соответствует давлению в соседнем перфорированном пласте, то между ними вероятно затрубная циркуляция.

В нагнетательных скважинах негерметичность цементного кольца и колонны приводит к поглощению закачиваемой воды другими пластами, не связанными с разработкой залежи. Нарушения технического состояния нагнетательных скважин выявляются по данным цементометрии, проведенной перед вводом скважины в работу, термометрии, методов изотопов, кислородного и расходомерии.

Признаками неудовлетворительного технического состояния скважины, а, следовательно, и наличия затрубной циркуляции воды, является быстрый рост приемистости скважины без увеличения репрессии на пласт, наличие дефектов цементного камня и обсадной колонны в перемычках между перфорированными и неперфорированными пластами, появление принимающих участков вне интервала перфорации, увеличение приемистости в кровле или подошве перфорированного интервала.

Данные термометрии, полученные в кратковременно остановленной скважине однозначно выявляют перетоки воды в перфорированные пласты. Признаком перетока является отрицательная температурная аномалия на термограмме против поглощающего пласта. В действующей скважине термометрия позволяет установить затрубную циркуляцию в пласты, расположенные ниже интервала перфорации. Характерным признаком такого перетока на термограмме является нечеткая

нижняя граница интервала приемистости, а также положение подошвы поглощающего интервала ниже участка перфорации.

Метод изотопов является основным методом для обнаружения перетоков воды после ремонта нагнетательных скважин, когда использование термометрии малоэффективно из-за наличия температурных аномалий, связанных с ремонтом скважин. Интервалы перетока воды фиксируются высокими значениями показаний $\tau_{\text{и}}$ по сравнению с контрольными замерами $\tau_{\text{г}}$ гамма-метода.

Интенсивные перетоки воды в нижние неперфорированные пласты могут быть установлены по данным кислородного метода, особенно в случае небольшого зумпфа. Интервал перетока воды отмечается повышенными значениями параметра $\tau_{\text{отн}}^?$

Главная задача исследования технического состояния контрольных скважин — выявление перетоков флюидов между неперфорированными пластами. В остановленных скважинах исследуется возможность возникновения затрубных циркуляций между перфорированными и неперфорированными пластами.

Затрубная циркуляция флюидов между неперфорированными пластами устанавливается по данным термометрии, кислородного метода, ИНМ, НГМ, НМ-Т. Интервалы перетока флюидов уточняются с привлечением данных цементометрии и сведений о пластовых давлениях.

Признаками возможной затрубной циркуляции флюидов являются дефекты цементирования колонны в промежутках между исследуемыми пластами и наличие повышенных градиентов давления между изучаемыми пластами.

Термометрия является основным методом выявления затрубной циркуляции флюидов между неперфорированными пластами, а при установлении перетоков между нефтеносными нескрытыми перфорацией пластами — единственным методом.

Выявление перетоков флюидов осуществляется путем сравнения геотермы с термограммами, полученными в контрольных и остановленных скважинах. Применение метода термометрии основано на изучении теплообмена между скважинной жидкостью и флюидами, циркулирующими в затрубном пространстве. На участке затрубной циркуляции флюидов устанавливается сравнительно постоянная температура.

Признаком затрубной циркуляции флюидов является резкое снижение градиента температур на термограммах против вмещающих пород, расположенных между изучаемыми пластами, а в некоторых случаях и проявление дроссельной аномалии против пласта-источника перетока флюида. За верхнюю границу зоны затрубной циркуляции принимается подошва верхнего пласта, залегающего в интервале аномального поведения термограммы по отношению к геотерме, за нижнюю — кровля нижнего пласта. Источник перетока и тип циркулирующего флюида устанавливаются по виду и расположению термограммы относительно геотермы в интервале их расхождения.

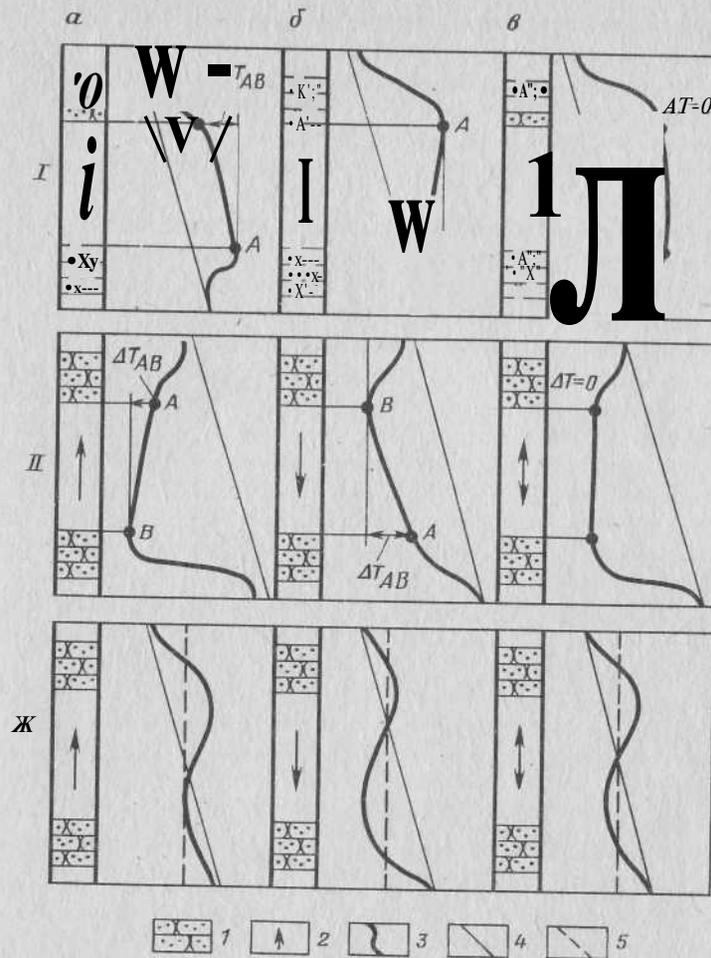


Рис. 83. Определение мест затрубной циркуляции пластовых флюидов по данным высокочувствительной термометрии.

/— /// — случаи затрубной циркуляции воды разной температуры; / — песчаник, 2 — направление движения флюида, 3 — термограмма, 4 — геотерма, 5 — линия, параллельная оси глубин

Термограмма может быть расположена выше, ниже геотермы или пересекать ее.

Если термограмма расположена выше геотермы, то источник поступления флюида определяется по точке *A* максимальной температуры (рис. 83, /, а, б). Если максимум температуры находится внизу, то переток флюида происходит из нижнего пласта в верхний, если вверху, то из верхнего пласта в нижний. При неопределенном положении точки мак-

симальной температуры сравнивают давления в пластах или величины депрессии на верхний пласт, которая рассчитывается по формуле $Ap = AT/e$, где ДГ — отклонение от геотермы, e — коэффициент Джоуля—Томсона для жидкости, насыщающей верхний пласт. Источником перетока является пласт с большим давлением или, если Ap превышает реальные различия давлений верхнего и нижнего пластов, — нижний пласт (рис. 83., в).

Если термограммы расположены ниже геотермы, то источник поступления флюида определяется по точке минимальной температуры B . Если минимум температуры находится внизу, то переток флюида происходит из нижнего пласта в верхний и нижний пласт является либо газоносным, либо обводненным нагнетаемыми водами с температурой ниже пластовой. В случае, когда минимум температуры находится сверху, флюид перетекает из верхнего пласта в нижний (рис. 83, //, а, б). Если положение минимума неопределенно, то источником перетока является либо газоносный, либо обводненный закачиваемыми водами пласт. Источник перетока устанавливается по давлению в пластах (рис. 83, //, в).

Когда термограмма пересекает геотерму, источник поступления флюида определяется по расположению термограммы относительно линии, параллельной оси глубин. Если термограмма расположена преимущественно правее этой линии, то переток флюида происходит из верхнего пласта в нижний, если левее, — то из нижнего в верхний пласт (рис. 83, III, а, б). В случае, когда в перемычке между пластами градиент температур равен нулю, источник перетока выделяется на основе анализа характера насыщения пластов (рис. 83, ///, в). При этом учитывается, что вверх перемещаются газ и нагнетаемые воды с температурой ниже пластовой.

Перетоки газа фиксируются по данным ИНМ и НГМ.

Данные кислородного метода характеризуют интервал перетока воды повышенными значениями параметра $t_{отн}^?$ по отношению к показателям КАНГМ в перемычке, где перетоки заведомо отсутствуют.

В остановленной скважине наиболее эффективным методом выявления перетока флюида между перфорированным и неперфорированным пластами является метод изотопов в комплексе с методом термометрии и данными цементометрии.

§ 33. КОНТРОЛЬ УСТАНОВКИ ГЛУБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ПОЛОЖЕНИЯ УРОВНЯ ЖИДКОСТЕЙ, ПАРАФИНОВЫХ И СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В СКВАЖИНАХ

С целью выбора оптимального режима работы технологического оборудования скважин необходимо определять положение газонефтяного раздела, уровня жидкости, выявлять участки пенообразования, интенсивного отложения парафина и солей в стволе скважины. Эти данные об-

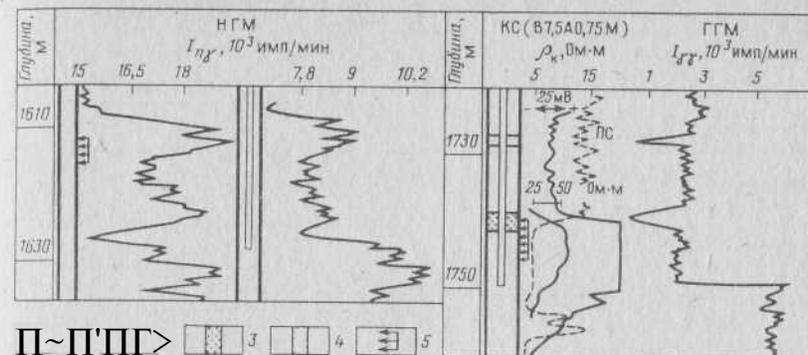


Рис. 84. Определение глубины спуска оборудования [4].

1 - обсадная колонна, 2 - НКТ, 3 - пакер, 4 - репер, 5 - интервал перфорации

условливают высоту подвески электропогружного насоса, выбор типа насоса в зависимости от его производительности, мероприятия по очистке кольцевого пространства. Кроме того, следует контролировать положение элементов различного технологического оборудования в скважине, например глубин установки пакерующих устройств, муфтовых соединений, воронки лифтовых труб и т.д.

В эксплуатационных скважинах с помощью обсадной колонны или насосно-компрессорных труб пакерующие устройства устанавливают для изоляции заколонного пространства, разобщения пластов при раздельной их эксплуатации и проведения ремонтных работ. Точность установки пакеров контролируется по данным радиоактивных методов (НГМ, НМ-Т, ГГМ). Местоположения пакеров и глубину спуска НКТ определяют по уменьшению интенсивности регистрируемого излучения (рис.84).

Положения уровня жидкости в эксплуатационных скважинах через насосно-компрессорные трубы устанавливают с помощью методов радиометрии (НГМ, НМ-Т и ГГМ). Они позволяют выявлять уровень жидкости по разному Содержанию ядер водорода в единице объема жидкости и газа и различной плотности этих сред.

Уровень жидкости выделяют по резкому увеличению интенсивности регистрируемого излучения (рис. 85).

Участки пенообразования выявляются также с помощью нейтронных методов и гамма-гамма-метода. По отношению к показаниям в жидкости участки пенообразования выделяются повышенными интенсивностями $I_{пз}, I_{пз} и I_{уу}$.

Отложения парафина часто встречаются в механизированных скважинах, в которых на устье межтрубное пространство оборудовано обратным клапаном. При срабатывании клапана с резким падением давления начинается разгазирование нефти, и по этой причине в межтрубном

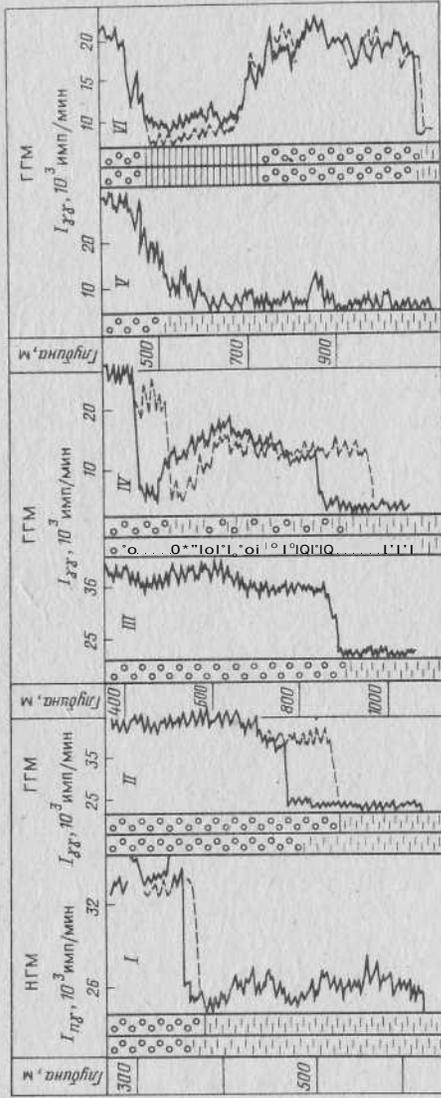
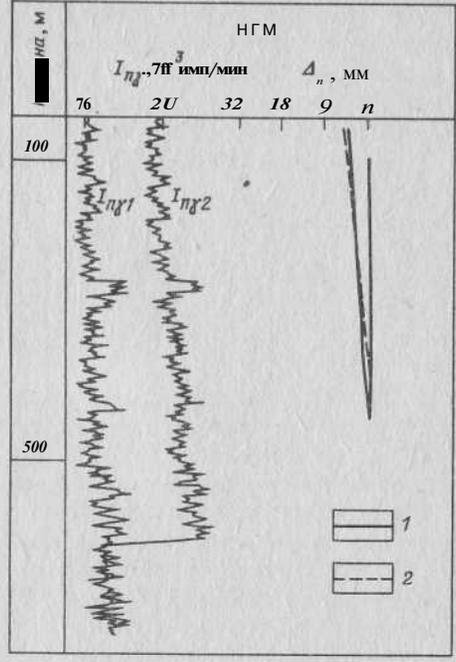


Рис. 87. Определение профиля парфиновых отложений по данным НГМ [4].

1 — радиометрия; 2 — дифференциального измерителя диаметра труб; 3 — интенсивность НГМ при заполнении межтрубного пространства глинистым раствором; 4 — парафин

Рис. 86. Определение профиля парфиновых отложений по данным НГМ [4].

A_n — толщина отложений парафина по данным: 1 — радиометрии, 2 — дифференциального измерителя диаметра труб; J_{ny} — интенсивность НГМ при заполнении межтрубного пространства глинистым раствором; $I_{ny2} \sim \langle \dots \rangle$ при уровне раствора на глубине 615 м



пространстве отлагается парафин. Границы его отложения не изменяются при перемещении уровня жидкости в межтрубном пространстве.

Измерение толщины парафиновых отложений позволяет контролировать накопление парафина и устанавливать оптимальные интервалы времени депарафинизации труб. О появлении парафиновых отложений судят по снижению дебита.

Для определения парафиновых отложений в межтрубном пространстве на основе нейтронных методов разработан специальный способ [4]. Первый замер СНМ проводится в момент, когда межтрубное пространство заполнено водой и нефтью. Изменение регистрируемой интенсивности по стволу скважины будет отражать только литологию окружающих пород, поскольку нефть, вода и парафин имеют близкие нейтронные характеристики. Далее, с помощью компрессора устанавливается уровень жидкости в межтрубном пространстве ниже интервала отложений парафина, замер НМ по стволу скважины повторяется. Интенсивность радиоактивного излучения теперь будет зависеть как от литологии пород, так и от количества парафина, отложившегося на обсадной колонне и НКТ. Путем сопоставления двух диаграмм НМ определяют толщину парафиновых отложений.

Лучше всего использовать замеры плотности надтепловых нейтронов (ННМ-НТ) и вторичного гамма-излучения (НГМ), поскольку для этих методов справедливо допущение об идентичности нейтронных харак-

теристик парафина, нефти и воды, а зависимость регистрируемой интенсивности от толщины парафиновых отложений прямолинейна. Профили парафиновых отложений, полученные по данным радиометрии и дифференциальному измерителю диаметра труб, после подъема их на поверхность хорошо согласуются между собой (рис. 86).

При эксплуатации нефтяных скважин в наземном и подземном оборудовании происходит отложение солей. Наиболее часто солеотложение связано со вторичными методами добычи нефти, в частности с применением закачки воды в продуктивные пласты, которая по своему химическому составу отличается от состава пластовых вод. Нарушение солевого равновесия системы закачиваемая вода — погребенная вода как в горной породе, так и в глубинном оборудовании вызывает выпадение минеральных солей.

Наиболее распространено выпадение солей карбонатов кальция (CaCO_3) и магния (MgCO_3), сульфатов кальция (CaSO_4) и бария (BaSO_4) из нефти, воды или из перенасыщенных растворов.

В результате солеотложения уменьшается поперечное сечение эксплуатационных колонн и труб, что приводит к снижению дебита нефти. Наиболее часты солеотложения в насосно-компрессорных трубах.

Контроль за местоположением солевых отложений в НКТ и призабойной части скважины можно проводить методами ГГМ-П и профилеметрии.

Таким образом, геофизические методы широко используются для контроля технического состояния эксплуатационных и нагнетательных скважин и позволяют решать практически все задачи, возникающие в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений.

ГЛАВА VII

ПРИНЦИПЫ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ КОНТРОЛЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

При геофизическом контроле разработки месторождений нефти и газа решается широкий круг задач нефтепромысловой геологии, которые часто взаимосвязаны и требуют определенной последовательности их изучения. Возможности методов ГИС при решении этих задач зависят от геологических и технологических условий эксплуатации залежи в целом и каждой скважины отдельно, от чувствительности методов к полезным сигналам, их глубинности исследования и технологической характеристики используемой аппаратуры, конструкции скважины, применяемой системы разработки залежей, эксплуатационных характеристик продуктивных пластов и т.д.

Поэтому решение задач, стоящих перед геофизическим контролем, требует комплексного применения нескольких геофизических методов, дополняющих друг друга.

§ 34. ТИПОВЫЕ КОМПЛЕКСЫ МЕТОДОВ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

В результате научно-исследовательских и опытно-методических работ, проведенных геофизическими организациями страны и Министерством нефтяной и газовой промышленности СССР, для геофизического контроля разработки нефтяных и газовых месторождений рекомендованы типовые комплексы методов ГИС двух типов: полные и специальные.

Полные комплексы методов ГИС применяются для решения ряда взаимосвязанных важных задач контроля разработки месторождений нефти и газа: определения коэффициентов текущей и остаточной нефтегазонасыщенности пласта, эксплуатационных характеристик, выявления затрубных циркуляции и др.

Специальными комплексами методов ГИС решаются отдельные нефтегазопромысловые задачи: контроль за перемещением ВНК, ГВК и ГНК в контрольных скважинах, оценка технического состояния скважин, определение мощности отдающих и поглощающих интервалов, изучение профиля притока и приемистости, исследование скважин для выбора оптимального режима работы технологического оборудования скважин и др.

Эти комплексы дифференцированы по типам скважин (контрольные, действующие и остановленные добывающие, действующие и остановленные нагнетательные и др.), способу добычи (фонтанные, насосные, газлифтные), степени обводненности продукции, минерализации обводняющей воды.

В документах, разработанных для нефтяных и газовых месторождений [5], среди методов, входящих в тот или иной комплекс, выделяют также основные и дополнительные методы.

К основным относят методы решения соответствующих задач, прошедшие достаточное опробование и обеспеченные методически и серийной аппаратурой, к дополнительным — методы, которые могут быть полезны в тех случаях, когда эффективность основных методов в данных условиях недостаточна даже для качественного решения рассматриваемой задачи.

На основании типовых комплексов ГИС и других директивных документов для каждого месторождения разрабатывается и включается в проект разработки месторождения раздел, посвященный системе геофизического контроля разработки месторождения и содержащий следующие вопросы: 1) задачи геофизического контроля; 2) уточненные пол-

ные и специальные комплексы ГИС, основные и дополнительные методы, обеспечивающие решение этих задач в конкретных геолого-технических условиях месторождения; 3) пути решения этих задач или части их по исследованиям в типичных эксплуатационных, нагнетательных, пьезометрических и других скважинах; 4) изменения конструкции эксплуатационного оборудования, необходимые для эффективного применения ГИС, допустимость этих изменений с точки зрения назначения основных функций этих скважин; 5) задачи, определяющие бурение специальных скважин для проведения дополнительных методов ГИС, требования к конструкции скважин, их оборудованию и размещению на месторождении; 6) виды и объекты исследований для изучения фоновых геофизических полей до начала разработки залежи или в начальный ее период; 7) объем исследований, необходимый для контроля разработки месторождения, их периодичность, распределение по площади залежи, стратиграфическим этажам, объектам разработки, по типам скважин; 8) дополнительная информация, необходимая при интерпретации данных ГИС; 9) порядок обработки и обобщения данных, форма отчетности по видам исследований.

При выборе комплекса ГИС, а также при распределении объектов работ по типам скважин, кроме принципиальных возможностей ГИС в различных скважинах, необходимо принимать во внимание также наличие приборов, которые по своим размерам и другим параметрам пригодны для замеров в скважинах той или иной конструкции.

При прогнозировании надежности решения тех или иных задач методами ГИС в данных конкретных условиях и выборе комплекса методов основываются на опыте применения ГИС при контроле аналогичных месторождений, а при недостатке опыта исходят из сведений об их физических основах и принципиальных возможностях.

Если после утверждения объекта разработки месторождения появляются новые методы и приборы либо возникают новые задачи геофизического контроля, то объем дополнительных исследований планируется промыслово-геофизическими и промыслово-геологическими службами и утверждается геофизическим трестом (объединением) и нефтегазодобывающим предприятием.

Применение методов ГИС в различных скважинах может иметь свою специфику. Чтобы учесть это, геофизическими и геологическими службами разрабатываются программы исследований применительно к отдельным группам однотипных скважин, а при необходимости — к отдельным скважинам.

В зависимости от геолого-технических условий и решаемых задач могут планироваться общие исследования в масштабе глубин 1:500 по всему стволу скважины с менее жесткими требованиями к точности и разрешающей способности замеров и детальные исследования в масштабах глубин 1:200, 1:50 в важнейших интервалах разреза с высокой точностью и достаточной вертикальной разрешающей способ-

Таблица 8. Комплексы ГИС для оценки насыщенности пластов при контроле разработки нефтяных и газовых месторождений

Задачи	Скважины					
	Выходящие из бурения		Наблюдательные ("геофизические") с неперфорированной колонной		Эксплуатационные (перфорированные интервалы)	
	необсаженные	обсаженные стальной колонной	диэлектрическая колонна	металлическая колонна	ниже башмака НКТ	выше башмака НКТ

1. Контроль водо-нефтяного контакта или фронта движения закачиваемых вод в нефтеносные пласты при $C_{\text{в}}$, г/л:

а) более $30/k_{\text{п}}$	БМ или ИМ, ПС	НГМ или ИНМ-Т	ИМ или ДМ, ГМ	НГМ или ИНМ-Т	Комплекс "Приток-состав", ГМ, (ИНМ-Т)	ГМ, ИНМ-Т
б) от $4/k_{\text{п}}$ до $30/k_{\text{п}}$	—	ИНМ-Т	—	ИНМ-Т, ГМ	—	—
в) менее $4/k_{\text{п}}$, но более 5 г/л	—	(ШАМ), (ГИНР)	—	ГМ, (ШАМ), (ГИНР)	—	—
г) менее 5 г/л	ПС	—	ДМ, (ШАМ), (ГИНР)	—	—	—

2. Определение коэффициента текущей нефтегазонасыщенности $L_{\text{нт}}$

БМ или ИМ в комплексе с n^c	ИНМ-Т $k_{\text{в}} C_{\text{в}} > 20$ г/л	ИМ или ДМ	ИНМ-Т $k_{\text{в}} C_{\text{в}} \geq 10$ г/л	—	—
-------------------------------	--	-----------	---	---	---

3. Контроль газо-нефтяного контакта и фронта внедрения газа в нефтяную часть или нефти в газовую часть залежи

—	СНМ или ИНМ-Т				
---	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

• комплекс "Приток-состав"

4. Контроль газо-водяного контакта и фронта внедрения воды в газовую часть залежи; обна-

БМ или ИМ	СНМ или ИНМ-Т	ИМ ($C_{\text{в}} > 5$ г/л) или ДМ, ИНМ-Т, СНМ	СНМ или ИНМ-Т	Комплекс "Приток-состав" СНМ или ИНМ-Т,	СНМ или ИНМ-Т
-----------	---------------	---	---------------	---	---------------

Задачи	Скважины					
	Выходящие из бурения		Наблюдательные ("геофизические") с неперфорированной колонной		Эксплуатационные (перфорированные интервалы)	
	необсаженные	обсаженные стальной колонной	диэлектрическая колонна	металлическая колонна	ниже башмака НКТ	выше башмака НКТ

ружение вторичных скоплений газа в верхних отложениях
5. Количественное определение коэф-фициента газонасыщенности

(ШАМ), ГМ, (ТС)

ГМ

ИМ или ДМ, СНМ, ИННМ-Т
СНМ, ИННМ-Т

ностью, а значит и с относительно низкой скоростью регистрации диаграмм.

Комплекс геофизических исследований зависит от многих факторов: типа скважин, их оборудования, геологических особенностей месторождения, минерализации обводняющей воды, пластового давления и ряда других причин. В объеме учебника невозможно рассмотреть подробно комплексы для всех сочетаний геологических и скважинных условий. В табл. 8, 9, 10 приведены типичные комплексы ГИС для наиболее часто встречающихся геолого-технологических условий скважин.

1. В табл. 8 и 9 в скобках указываются дополнительные методы, недостаточно опробованные, не обеспеченные серийной аппаратурой либо дающие менее однозначную информацию, чем основные методы.

2. В табл. 8, 9, 10 приняты следующие сокращения:

АКЦ — акустическая цементометрия,

ШАМ — широкополосный акустический метод,

БМ — боковой метод,

ГМ — гамма-метод,

ГИНР — метод регистрации гамма-излучения неупругого рассеяния нейтронов,

ГГМ-П — гамма-шотностемер прямого пучка (локальный метод),

ГГМ-Р — гамма-плотностемер с регистрацией рассеянного излучения (интегральный метод),

ДМ — диэлектрический метод,

ДЭВ — диэлектрический влагомер,

Таблица 9. Комплекс ГИС для контроля движения и состава жидкости и газа

Задача	Добывающая скважина		Нагнетательная скважина
	интервал исследования		
	ниже башмака НКТ или межтрубье	выше башмака НКТ (прибор внутри НКТ)	
1. Определение интервалов притока и поглощения	Рм, Рт. (ТС), (ШМ)	ТС, (ШМ)	Рм, ТС
2. Количественная оценка поинтервальных дебитов	Рм, (Рт)	ТС (газоотдающие интервалы)	Рм
3. Определение фильтрационных характеристик пластов	Барометрия, Рм	ТС (газоотдающие интервалы)	Барометрия, Рм
4. Контроль эффективности процессов интенсификации пластов	Рм, Рт, (ТС), (ШМ), ИННМ-Т (солянокилотная обработка)	ТС, (ШМ)	Рм, Рт, ММА или ММА-И
5. Определение интервалов поступления воды и изменения состава жидкости и газа по стволу скважины	ДЭВ (обводненность < 10%), (> 10%) Рм, Рт, ГМ, ИННМ-Т, (РС), (ШМ, газ-вода)	ГМ, ИННМ-Т, ГГМ-П, (СНМ), (МНА-О), (ШМ, газ-вода)	

Таблица 10. Основные и дополнительные комплексы ГИС для контроля технического состояния скважины и режима работы технологического оборудования

Задача	Комплекс	
	основной	дополнительный
1. Определение заколонных перетоков воды	ТС, ШМ, Рт	ММА-И
2. Определение заколонных перетоков газа	ТС, ШМ, Рт	ММА-И
3. Контроль качества цементирования	АКЦ, ГГМЦ	ММА-И
4. Контроль состояния обсадной колонны и НКТ	ЛМ, дефектомеры, САТ, ТС	Рм; ШМ

Задача	Комплекс	
	основной	дополнительный
5. Определение Шубины расположения пакеров, башмаков НКТ, фильтров, интервалов перфорации	ГМ-Р	ЛМ, ТС, НГМ
6. Определение глубины подвески насосов	ТС	
7. Определение уровня жидкости: а) за НКТ	ГМ-Р или СНМ	ТС (в работающих насосных скважинах)
б) внутри НКТ	ГМ-Р, РС	
8. Определение интервалов отложения: парафина солей гидрата	СНМ, ГМ-Р, Рм ГМ-Р Рм, СНМ	ГМ, ИННМ-Т

ИМ - индукционный метод,
ИННМ-Т — импульсный нейтронный метод по тепловым нейтронам,
ЛМ — локатор муфт,
ММА-0 — метод наведенной активности по кислороду
ММА-И — метод меченых атомов—изотопов
ММА — метод меченых атомов
КАНГМ — кислородно-активационный нейтронный гамма-метод,
РС - резистивиметрия,
Рм — расходомер (дебитомер) механический ("турбинный"),
Рт - расходомер термокондуктивный ("термодебитомер"),
САТ — скважинный акустический телевизор
СНМ - методы стационарного нейтронного поля,
ПС — метод потенциалов самопроизвольной поляризации,
ТС — термометрия,
ШМ—шумометрия.

§ 35. НЕФТЯНЫЕ СКВАЖИНЫ

Основные сведения о комплексах ГИС, которые обычно применяются в нефтяных скважинах при контроле разработки месторождений, приведены в табл. 8—10.

Чтобы обеспечить восприятие основной информации, эти сведения даны в упрощенной форме, поэтому они нуждаются в некоторых комментариях.

1. Контроль вытеснения нефти водой (см. табл. 8).

Контроль обводнения по результатам геофизических измерений в необсаженных стволах скважин, вскрывающих обводненные пласты,

базируется в основном на данных методов электрического сопротивления и ПС. Последние обычно не дублируют, а дополняют друг друга; информативность методов сопротивления уменьшается, а информативность ПС растет при уменьшении минерализации обводняющих вод.

В сложных условиях, когда электрические методы недостаточно информативны (например, при обводнении середины однородного пласта пресными водами), привлекают опробователи пластов на кабеле. Хотя ими при этом обычно отбирается лишь фильтрат промышленной жидкости из зоны проникновения, однако состав газов, растворенных в этом фильтрате, нередко позволяет судить о насыщении самого пласта.

На старых месторождениях при значительном понижении пластового давления часты случаи глубокого проникновения фильтрата промышленной жидкости в пласт, превышающего радиусы исследований серийных зондов электрического сопротивления. Для определения удельного электрического сопротивления таких пластов могут использоваться большие четырехэлектродные зонды (А25МО, 5N25В, А16МО, 5N16В), успешно опробованные Г.Е. Яковлевым на Ромашкинском месторождении. Однако соответствующая аппаратура пока серийно не выпускается.

Контроль процессов вытеснения нефти водой в неперфорированных интервалах обсаженных скважин в настоящее время может осуществляться в основном по данным импульсного нейтронного метода по тепловым нейтронам. Чувствительность последнего к замещению нефти водой достаточна лишь при сравнительно высокой минерализации: произведение последней на коэффициент пористости должно быть не ниже 4—6 мг/см³ в зависимости от глинистости и разности начального и конечного коэффициентов нефтенасыщенности.

Известны методы, которыми в принципе можно различать нефтеносные и обводненные пласты независимо от минерализации обводняющей воды. Однако некоторые из них недостаточно опробованы (широкополосный акустический метод), другие малоэффективны из-за принципиальных недостатков современных скважинных спектрометров гамма-излучения (метод гамма-излучения неупругого рассеяния нейтронов).

Радиогеохимический эффект при повторных замерах ГМ, связанный с обводнением пластов, наблюдается далеко не на всех месторождениях.

В некоторых случаях обводнение нефтеносных пластов пресными закачиваемыми водами удается обнаруживать по данным регулярных измерений импульсными нейтронными методами (ИННМ-Т). Необходимо, чтобы пластовые воды были высокоминерализованными, а интервал времени между повторными замерами ИННМ-Т достаточно малым, чтобы уловить прохождение осолоненного фронта вод.

Возможности ИННМ-Т в перфорированных интервалах без зоны проникновения в принципе такие же, как и в неперфорированных. Зона проникновения может практически отсутствовать против работающих пластов при исследованиях действующих добывающих скважин.

Для обеспечения однозначности интерпретации характера насыщения пластов по ИННМ-Т (обводнение пласта или проникновение воды из скважины в неработающий пласт) привлекают данные дебитометрии.

Основную информацию об обводнении неперфорированных интервалов в настоящее время получают по данным комплекса "Приток — состав".

Следует помнить, что данный комплекс определяет лишь интервалы поступления воды в скважину, которые не обязательно совпадают с интервалами обводнения пласта. Часты случаи, когда поступление воды в кровлю или подошву неперфорированного интервала обусловлено заколонными перетоками воды. Поэтому необходимо привлекать дополнительные методы определения заколонных перетоков воды (см. табл. 10, п. 1).

Коэффициенты текущей и остаточной нефтенасыщенности обводненных пластов наиболее часто определяют по данным электрометрии в скважинах, бурящихся на обводненных участках. Минерализация смеси пластовой воды с нагнетаемой определяется по данным метода ПС или по анализам проб воды, извлеченной из продукции (при обводнении лишь одного интервала).

Определение κ_{nt} и κ_{no} в неперфорированных интервалах, обсаженных стальными колоннами (по данным ИННМ-Т) или стеклопластиковыми трубами (по данным метода КС), возможно в основном при обводнении пластовой водой. При обводнении продуктивного пласта закачиваемой водой не известна точная минерализация воды, обводняющей пласт. Поэтому в скважинах, обсаженных стеклопластиковыми трубами, необходимо использовать диэлектрический метод, слабо чувствительный к минерализации вод.

2. Определение интервалов притока и поглощения (см. табл. 9).

Механические и термокондуктивные расходомеры во многом дополняют друг друга, поэтому при качественном решении задачи определения притоков и поглощения жидкости целесообразно их совместное применение.

Из-за высокого порога чувствительности механических расходомеров (R_m) часто не выделяются слабо работающие пласты в подошве работающего интервала. Термокондуктивный расходомер (R_t) в этих условиях более информативен. Оба типа расходомеров неприменимы, когда поток и прибор разделены стенкой насосно-компрессорных труб, например при необходимости выделения работающих интервалов выше башмака НКТ, когда измерительные приборы могут быть спущены лишь внутрь НКТ. В этом случае определенную, конечно, неполную информацию можно получить по данным термометрии и шумометрии, а при определении скорости движения обводненной продукции также по данным КАНГМ. Во всех этих случаях предпочтительнее замеры при работе скважины по межтрубному пространству, а для термометрии также и измерения в остановленной скважине.

Поинтервальные дебиты достаточно надежно оцениваются количественно в основном лишь по данным механических расходомеров. При количественных определениях фильтрационных характеристик пластов также необходимо использовать механические расходомеры в комплексе с барометрией.

Эффективность любого способа интенсификации притока из пластов может контролироваться повторными замерами расходомеров до и после интенсификации. В ряде случаев интересную информацию дает способ индикаторных веществ: повторные замеры ГМ или ИННМ-Т до и после закачки индикаторного раствора (соответственно с повышенной радиоактивностью или вкюким сечением поглощения тепловых нейтронов). В случае солянокислой обработки забоев индикаторным веществом при нейтронных исследованиях может служить сама соляная кислота, закачиваемая в пласт.

Определение интервалов поступления воды и приближенная оценка процента обводнения продукции осуществляются комплексом "Приток—состав", включающим один или несколько замеров расходометрии и методов определения состава жидкости в стволе скважины. Для установления источников обводнения необходимо дополнить комплекс ИННМ-Т измерениями температуры в остановленной скважине, а при поступлении основного количества воды через верхние или нижние перфорационные отверстия — методами определения заколонных перетоков.

3. Контроль технического состояния и режимов работы нефтяных скважин.

Основные задачи контроля технического состояния нефтяных скважин и наиболее типичные комплексы применяемых методов показаны в табл. 10, п.п. 1,3—8. В комментариях нуждается п. 8. Определение интервалов отложения парафина, солей, гидратов по данным СНМ и ГГМ-П возможно в случаях, когда эти интервалы находятся выше газожидкостного раздела в скважине. Для расходомеров это условие необязательно.

§ 36. ГАЗОВЫЕ СКВАЖИНЫ

1. Контроль вытеснения газа жидкостью или жидкости газом.

Комплекс решения этой задачи в бурящихся скважинах близок к соответствующему комплексу в нефтяных скважинах (см. табл. 8 п. 2). Наиболее существенное отличие связано с тем, что на газовых месторождениях практически не применяют закачку вод для поддержания пластового давления. Поэтому обводнение газоносных пластов происходит за счет внедрения пластовых вод и метод ПС не реагирует на обводнение; упрощается количественное определение текущего коэффициента газонасыщенности методами электрического сопротивления.

В сравнительно редких случаях встречается закачка вод в зону ГНК (барьерное заводнение) на газонефтяных месторождениях. Здесь комплекс методов контроля положения ГВК и ВНК в необсаженных скважинах такой же, как и на чисто нефтяных месторождениях с закачкой вод соответствующей минерализации.

В комплексе ГИС для контроля процессов вытеснения газа жидкостью или жидкости газом в необсаженных скважинах широко используются в первую очередь стационарные нейтронные методы, эффективность которых практически не зависит от минерализации обводняющих вод. При не очень высоких пластовых давлениях основными методами решения рассматриваемых задач являются методы стационарного нейтронного поля. Лишь при высоких значениях пластового давления и одновременно значительной минерализации вод эффективность ИННМ-Т может быть существенно выше, чем для СНМ, и применение более сложного и дорогого ИННМ-Т может быть оправдано.

Количественное определение текущего коэффициента газонасыщенности в обсаженных скважинах также обычно осуществляют по данным СНМ. Недостаток ИННМ-Т - необходимость точного знания минерализации вод. Однако в условиях высоких пластовых давлений, где СНМ малоэффективен, ИННМ-Т — пока единственный метод определения текущего коэффициента газонасыщения.

2. Определение интервалов притока и поглощения газа.

Комплекс методов определения интервалов притока и поглощения газа мало отличается от комплекса определения притоков и поглощения жидкости (см. табл. 9). Однако роль и соотношение информативности отдельных методов комплекса "Приток—состав" и требования к аппаратуре некоторых методов могут заметно различаться.

Так, из-за более высокой скорости потока газа по сравнению со скоростью жидкости в стволе нефтяных скважин меняются требования к турбинкам механических дебитомеров. Поэтому для исследования газовых скважин выпускают специальные марки дебитомеров ("Метан"). То же относится к влагомерам и гамма-плотностемерам.

Поскольку коэффициент Джоуля—Томсона для газа отрицательный и примерно на порядок выше, чем для нефти и воды, выделение газоотдающих интервалов по данным термометрии значительно эффективнее, чем выделение пластов, отдающих нефть и воду. В благоприятных условиях возможно количественное определение поинтервальных дебитов газа по данным термометрии.

В газовых скважинах информативна также шумометрия. По спектру шумов удается различать интервалы однофазного и двухфазного (газ — жидкость) притоков.

3. Контроль технического состояния газовых скважин.

Комплекс решения этих задач в газовых скважинах близок к соответствующему комплексу в нефтяных скважинах (см. табл. 10). Наиболее существенное отличие - возможность использования СНМ для опре-

деления заколонных перетоков газа путем обнаружения пластов, в которые перетекает газ, или участков неполного заполнения заколонного пространства цементом, в которых также может накапливаться переточный газ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты геофизического контроля разработки месторождений нефти и газа являются уникальной непрерывной информацией, а иногда и единственной, о состоянии залежи углеводородов в процессе ее эксплуатации. Совместно с промысловыми данными они позволяют своевременно совершенствовать применяемые и выбирать научно обоснованные и экономически выгодные системы разработки для новых аналогичных залежей.

Знание технического состояния эксплуатационных и нагнетательных скважин позволяет продлевать срок их службы и тем самым сокращать экономические потери на бурение дополнительных добывающих скважин.

Геофизический контроль разработки месторождений нефти и газа способствует своевременным промыслово-технологическим мероприятиям, обеспечивающим более полное извлечение углеводородов из продуктивных пластов, благодаря чему получены дополнительные тысячи кубометров нефти и газа [1,4].

К сожалению, до настоящего времени не разработана строгая методика оценки экономической эффективности геофизического контроля.

Дальнейшее совершенствование геофизического контроля разработки нефтяных и газовых месторождений связано с теоретическими, конструктивными и экспериментальными исследованиями в следующих направлениях.

1. Изучение петрофизических основ геофизических методов — создание динамической петрофизики коллекторов нефти и газа и совершенствование на ее основе методик интерпретации промыслово-геофизических данных.

2. Совершенствование методик изучения характера вытеснения нефти и газа в обсаженных скважинах при заводнении пресной водой. При этом необходимо решить задачу на уровне получения информации непосредственно из пласта, а не по косвенным данным о составе жидкости, вытекающей из коллектора в скважину, как это делается на существующем уровне развития методов промысловой геофизики."

3. Создание надежных методов оценки коэффициентов текущей неф-

те- и газонасыщенности и нефте- и газоотдачи пластов по данным промысловой геофизики.

4. Развитие техники цифровой регистрации диаграмм геофизического контроля и их комплексной интерпретации с применением математических методов на ЭВМ.

5. Создание специального устьевого оборудования и скважинной комплексной аппаратуры для исследования компрессорных, газлифтных и нагнетательных скважин, оборудованных пакерами.

6. Научно обоснованное совершенствование комплекса ГИС, планирования и организации системных промыслово-геофизических исследований скважин для каждой залежи нефти или газа с учетом ее геологических особенностей и стадий разработки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

{*Геофизические методы* контроля разработки нефтяных месторождений / Ю.В. Коноплев, Г.С. Кузнецов, Е.И. Леонтьев и др. - М.: Недра, 1986.

2. *Дахнов В.Н.* Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горных пород. 2-е изд. - М.: Недра, 1985.

3. *Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С.* Общий курс геофизических исследований скважин. Учебник для вузов. Изд. 2-е, перераб. - М.: Недра, 1984.

4. *Орлинский Б.М.* Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. - М.: Недра, 1977.

5. *Руководство* по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1978.

Дополнительная

6. *Абрукина А.Л.* Потокометрия скважин. - М.: Недра, 1978.

7. *Акустический* способ исследования скважин / Ю.П. Коротаев, К.Л. Грузелова, Ш.Д. Гергедава и др. — Газовая промышленность, 1983, № 11. — С. 18—20.

8. *Аппаратура* и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник / А.А. Молчанов, В.В. Лаптев, В.Н. Моисеев, Р.С. Челокьян. - М.: Недра, 1987.

9. *Э.Берман Л.Б., Нейман В.С.* Исследование газовых месторождений и подземных хранилищ газа методами промысловой геофизики. - М.: Недра, 1972.

10. *Брылкин Ю.Л.* Определение коэффициента нефтегазонасыщенности пород диэлектрическими методами. - Геология и геофизика, 1981, № 10, с. 108-114.

11. *Геофизические* методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа / Б.Ю. Вендельштейн, Г.М. Золосева, Н.В. Царева и др. - М.: Недра, 1985.

12. *Геофизические* методы исследования скважин. Справочник геофизика / Под ред. В.М. Запорожца. - М.: Недра, 1983.

13. *Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л.* Акустический метод исследования скважин. — М.: Недра, 1978.

14. *Интерпретация* результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник / Под ред. В.М. Добрынина. - М.: Недра, 1988.

15. *Кошляк В.А., Султанов Т.А.* Изучение нефтеотдачи пластов методами промысловой геофизики. - М.: Недра, 1986.

16. *Кузнецов О.Л., Ефимова С.А.* Применение ультразвука в нефтяной промышленности. - М.: Недра, 1983.

17. *Нейтронный* активационный анализ в геологии и геофизике / Е.Б. Бланков, Т.Н. Бланкова, В.Г. Русяев и др. - М.: Наука, 1972.

18. *Промысловая* геофизика. Учебник для вузов / Под ред. В.М. Добрынина. - М.: Недра, 1986.

19. *Скважинная* ядерная геофизика. Справочник геофизика. - М.: Недра, 1978.

20. *Султанов С.А., Свихнушин Н.М.* Использование методов промысловой геофизики для изучения нефтеотдачи пластов. - М.: Недра, 1967.

21. *Техническая* инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. - М.: Недра, 1985.

22. *Физико-геологические* проблемы повышения нефтегазоотдачи пластов / Ф.М. Мирчинк, А.Х. Мирзаджанзаде, Ю.В. Желтов и др. - М.: Недра, 1975.

23. *Хуснуллин М.Х.* Применение гамма-метода для определения заводненных пластов. - Геология нефти и газа, 1973, № 12, с. 63-67.

24. *Ядерная* геофизика при исследовании нефтяных месторождений / Ф.А. Алексеев, И.В. Головацкая, Ю.А. Гулин и др. - М.: Недра, 1978.

Предисловие	3
Введение	4
Глава I. Петрофизические основы геофизических методов контроля разработки залежей нефти и газа	8
§ 1. Современные представления о процессах вытеснения нефти и газа из продуктивных пластов	8
2. Удельное электрическое сопротивление	12
3. Диэлектрическая проницаемость	17
4. Естественная электрохимическая активность	20
5. Вызванная электрохимическая активность	27
6. Естественная гамма-активность	30
7. Нейтронные характеристики	33
8. Акустические характеристики	43
9. Термические характеристики	47
Глава II. Специальные геофизические исследования при контроле разработки месторождений нефти и газа	52
§ 10. Геофизические исследования процессов вытеснения нефти и газа из продуктивных пластов	52
§ 11. Методы определения притока и приемистости пластов	61
§ 12. Методы определения состава флюидов в стволе скважины	66
§ 13. Методы изучения технического состояния эксплуатационных и нагнетательных скважин	71
§ 14. Особенности проведения геофизических исследований эксплуатационных и нагнетательных скважин	76
Глава III. Контроль перемещения контактов вода-нефть, газ-нефть, газ-вода и выделение обводненных продуктивных пластов	81
§ 15. Определение первоначального положения ВНК, ГВКи ГНК	82
§ 16. Контроль перемещения ВНК, ГНК и ГВК	88
§ 17. Контроль положения газовой шапки и перемещения нефтяной оторочки при эксплуатации газонефтяных и нефтегазовых месторождений	93
§ 18. Выделение обводненных продуктивных пластов в необсаженных скважинах	96
§ 19. Выделение обводненных продуктивных пластов в обсаженных неперфорированных скважинах	108
§ 20. Выделение обводненных продуктивных пластов в обсаженных перфорированных скважинах	113
Глава IV. Определение коэффициентов текущей и остаточной нефте- и газонасыщенности и нефте- и газоотдачи продуктивных пластов	126
§ 21. Определение коэффициентов текущей и остаточной нефтенасыщенности в необсаженной скважине	126
§ 22. Определение коэффициентов текущей и остаточной нефтенасыщенности в обсаженных скважинах	136
§ 23. Определение коэффициента текущей и остаточной газонасыщенности газовых и нефтегазовых месторождений	138
§ 24. Оценка коэффициента текущей и конечной нефте- и газоотдачи по комплексу геофизических параметров	143
Глава V. Изучение эксплуатационных характеристик пласта	147
§ 25. Выделение интервалов притока и приемистости пласта	147
§ 26. Определение работающих мощностей пласта	158

§ 27. Определение продуктивности (приемистости) пласта и пластового давления	162
§ 28. Определение состава флюидов в стволе скважины	166
§ 29. Контроль процессов интенсификации притока и приемистости пласта	172
Глава VI. Изучение технического состояния скважин	184
§ 30. Оценка качества цементирования колонн	184
§ 31. Выявление дефектов обсадных и насосно-компрессорных труб	194
§ 32. Определение негерметичности обсадных колонн и интервалов затрубной циркуляции флюидов	197
§ 33. Контроль установки глубинного оборудования, положения уровня жидкостей, парафиновых и солевых отложений в скважинах	204
Глава VII. Принципы комплексирования геофизических методов при контроле разработки месторождений нефти и газа	208
§ 34. Типовые комплексы методов геофизического контроля	209
§ 35. Нефтяные скважины	214
§ 36. Газовые скважины	217
Заключение	219
Список литературы	221

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

Кузнецов Григорий Степанович
Леонтьев Евгений Иванович
Резванов Рашид Ахмаевич

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Заведующий редакцией *Е.Г. Першина*
Редактор издательства *А.И. Вороновская*
Технические редакторы *#: С. Анашкина, Л.А. Миронова*
Корректор *Г.П. Вергун*
Операторы *Н.В. Боброва, Л.В. Фролова*
ИБ № 7422

Подписано в печать с репродуцированного оригинал-макета 12.12.90. Формат 60*90 1/16. Бум. офсетная № 2. Гарнитура Пресс-роман. Печать офсетная. Усл.-печ.л. 14,0. Усл.-кр.-отг. 14,25. Уч.-изд.-л. 14,85. Тираж 2700 экз. Зак. № 142. /1578-3. Цена 60 коп.

Набор выполнен на наборно-пишущей машине

Ордена "Знак почета" издательство "Недра".
125047, Москва, Тверская застава, 3.

Тульская типография Государственного Комитета СССР
по печати.
300600, г. Тула, проспект Ленина, 109.