МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

РД 39-1-1190-84

gost.e-ecolog.ru

1985

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель министра
нефтяной промышленности
В.И.Игревский
7 декабря 1984 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

РД 39-I-II90-84

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН
Всесоюзным научно-исследовательским институтом
нефтепромысловой геофизики
Директор И.Г.Кувагин

Ответственные исполнители:
Зам. директора В.В.Труфанов
Зав. отделом контроля разработки Б.М.Орлинский
Зав. группой Б.М.Рябов

Соисполнитель
Начальник партии
Сургутского УПНП и КРС А.И.Парфенов

СОГЛАСОВАНО

Начальник Управления по развитию техники,
технологии и организации добычи
нефти и газа В.В.Гнатченко

Начальник Управления промысловой и полевой геофизики	Н.А.Савостьянов
Начальник Управления охраны труда, военизированных частей и охраны предприятий	В.И.Хоботько
Начальник Управления по надзору в нефтегазодобывающей и нефтегазоперерабатывающей промышленности	Е.Н.Емельянов
Начальник Технического управления	Ю.Н.Байдиков

© – Всесоюзный научно-исследовательский институт нефтепромысловой геофизики, 1985.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН РД 39-I-II90-84

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности № 760 от 2I.I2.84 г. срок введения установлен с 0I.02.85 г.

Руководство предназначено для всех промыслово-геофизических, нефтегазодобывающих предприятий, управлений и цехов по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин, научно-исследовательских и проектных организаций, выполняющих геофизические исследования и использующих результаты этих исследований при планировании, проведении и контроле качества капитального ремонта скважин.

Руководство составлено с учетом основных положений "Инструкции по планированию, финансированию и организации ремонта скважин и процессов повышения нефтеотдачи пластов" РД 39-I-402-80, М., I980; "Классификатора ремонтных работ в скважинах и процессов повышения нефтеотдачи пластов" РД 39-I-I49-79, М., I979; "Руководства по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений, М.,I978; "Руководства по применению комплекса геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений" РД 39-4-699-82, М., I982; "Технических требований на подготовку и оборудование скважин для проведения промыслово-геофизических исследований при контроле за разработкой нефтяных месторождений" РД 39-4-273-79, Уфа, I980; "Инструкции по определению интервалов, заводненных пресной закачиваемой водой, путем добавки в промывочную жидкость борсодержащих соединений" РД 39-3-54-78, Бугульма, I978; "Инструкции по определению границ заводненного коллектора в интервале пластов, вскрытых перфорацией, обводнившихся добывающих скважин" РД 39-3-55-78, Бугульма, I978.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Геофизические исследования проводятся с целью повышения производительности труда и эффективности капитального ремонта скважин за счет использования информации о техническом состоянии скважины, контроля за технологическими операциями и качеством проводимых работ.

I.2. По заявке заказчика (НГДУ, УБР, УПНП и КРС) исследования проводятся в скважинах всех категорий до ремонта, в период ремонтных работ, перечисленных в "Классификаторе ремонтных работ в скважинах и процессов повышения нефтеотдачи пластов" РД 39-I-I49-79 (М., I979), и после их завершения. Наилучшие результаты могут быть получены при проведении измерений в работающей скважине до остановки ее для ремонта или в период ремонта при различных способах воздействия на исследуемый объект. Состав комплекса геофизических исследований в зависимости от категории скважины, условий проведения измерений и решаемых задач регламентируется настоящим руководством.

I.3. При необходимости решения нескольких задач и соответственно проведения нескольких видов КРС в одной скважине перечень необходимых геофизических исследований представляет собой комбинацию из комплексов, применение которых рекомендуется настоящим руководством для решения каждой из поставленных задач.

I.4. Методы исследований, применение которых необходимо для решения конкретных задач, подразделяются на основные и дополнительные. Эффективность и целесообразность применения дополнительных методов для каждого района должны быть установлены путем проведения специальных опытно-методических работ. Комплексы методов могут уточняться в зависимости от конкретных геолого-технических условий, наличия аппаратуры и особенностей разработки отдельных нефтяных месторождений, а также поставленных задач по взаимно согласованному плану между геофизической и промыслово-геологической службами.

I.5. Промыслово-геофизические исследования в скважинах проводятся согласно заявке заказчика (приложение I). Порядок приема и выполнения заявок должен соответствовать "Основным условиям производства промыслово-геофизических и прострелочно-взрывных работ в нефтяных скважинах" РД 39-4-784-82 (Уфа, I982)

I.6. Готовность скважин к промыслово-геофизическим исследованиям согласно требованиям РД 39-4-273-79 и разделов 4 и I2 "Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности", а также настоящего документа оформляется актом (приложение 2). За подготовку скважины и достоверность указанных в заявке сведений о техническом состоянии скважины, дебите жидкости, обводненности продукции отвечает заказчик.

I.7. В своем заключении геофизическое предприятие должно учитывать результаты ранее проведенных исследований (в том числе и не связанных с КРС), и в случае противоречия с данными предыдущих исследований необходимо указать причины разногласия.

I.8. Заключение выдается непосредственно на скважине после завершения исследований с целью определения глубины установки оборудования, НКТ, положения забоя, перфорации, динамического и статического уровней в скважине, интервала прихвата труб и привязки замеряемых параметров к разрезу.

По исследованиям, которые проводятся для определения интервалов негерметичности колонны, заколонной циркуляции, заводняемого пласта, оценки герметичности забоя, распределения и состояния цементного камня за колонной, размеров нарушений колонны, заключение передается по оперативной связи в течение 24 ч после завершения измерений и через 48 ч представляется в письменном виде.

I.9. Геофизические исследования, не предусмотренные настоящим РД (работы, связанные с применением пластоиспытателей на трубах, кислотные обработки, ТГХВ, ТХО и др.), проводятся по специальному плану, составленному подрядчиком и заказчиком, в котором определяется необходимое оборудование, участие бригады КРС в процессе проведения исследований и комплекс измерений.

2. СПОСОБЫ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ

Геофизические исследования проводятся в следующих категориях скважин.

2.I. Добывающие, эксплуатирующиеся фонтанным или газлифтным способом и нагнетательные

Измерения проводятся приборами, спущенными в интервал исследования через насосно-компрессорные трубы (НКТ), оборудованные воронкой (рис. I, а). На устье скважины устанавливается ра-

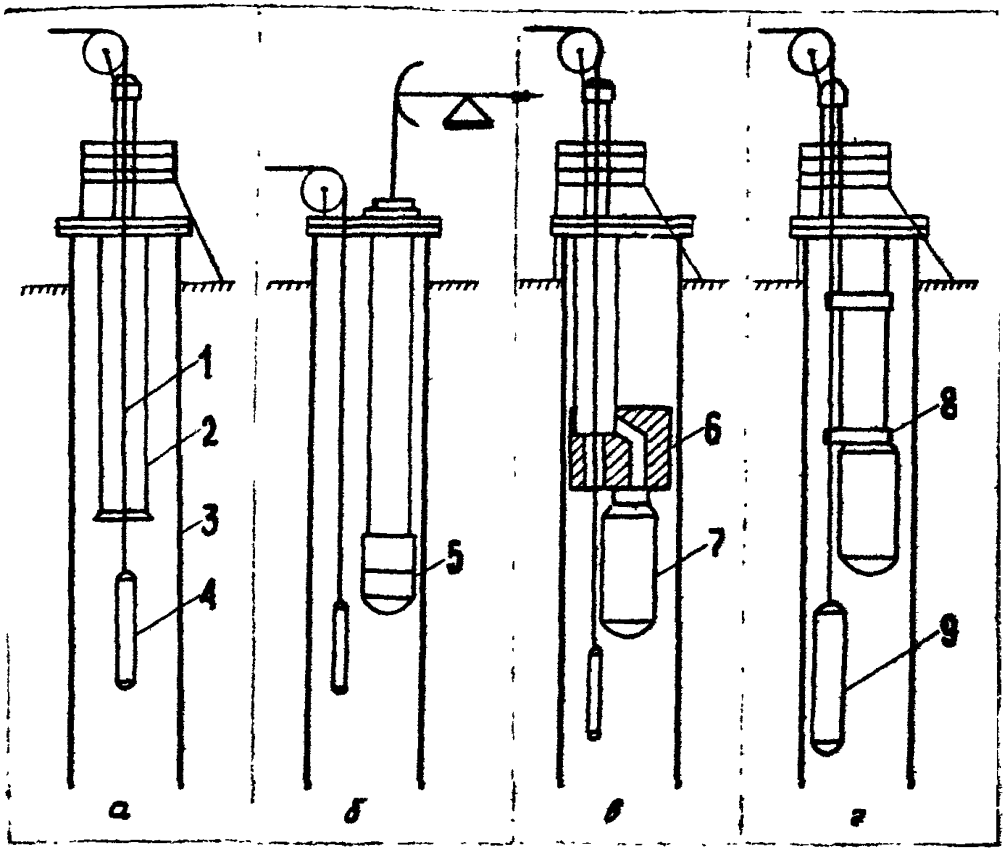


Рис. I. Способы проведения геофизических исследований в скважинах (а -фонтанные, газлифтные; б – эксплуатирующиеся ШГН; в,г – ЭЦН): I – каротажный кабель;2- насосно-компрессорные трубы; 3 – обсадная колонна; 4 – малогабаритный скважинный прибор; 5 – ШГН; 6 – децентратор; 7 – ЭЦН; 8 – децентратор; 9 – скважинный прибор большого диаметра.

бочая площадка и лубрикатор, обеспечивающие спуск и подъем прибора без разгерметизации устья. Лубрикаторы могут быть стационарные или входящие в комплект передвижной установки. Передвижная установка Л-2I0 позволяет проводить исследования и перфорацию при давлении на устье скважины до 2I МПа и температуре до I00 °С. Диаметр скважинных приборов не должен превышать 36 – 42 мм. Добывающие скважины, работающие нестабильно (периодически), должны исследоваться при возбуждении их компрессором. Исследования нагнетательных скважин без НКТ могут проводиться приборами большого диаметра.

2.2. Добывающие, эксплуатирующиеся электроцентробежными насосами

При определении положения уровней жидкости в межтрубном пространстве или герметичности НКТ до приема насоса прибор опускается в НКТ и исследования проводятся по аналогии с фонтанными скважинами.

Измерения в действующих скважинах ниже подвески насоса проводятся следующим образом. В обсадной колонне ЭЦН прижимается к стенке скважины специальным децентратором с герметизирующей пробкой. Останавливают скважину, поднимают пробку, спускают глубинный прибор по НКТ через децентратор и далее мимо насоса (рис. I,в). При этом на децентраторе устанавливают устройство, герметизирующее каротажный кабель. Запускают насос и проводят измерения. После завершения работ скважину останавливают, извлекают глубинный прибор и спускают герметизирующую пробку. Диаметр скважинных приборов не должен превышать 32 мм.

Второй способ позволяет выполнять исследования при любой компоновке обсадной колонны и насоса, диаметр скважинного прибора лимитируется размером обсадной колонны. Прибор сразу располагается под насосом и спускается одновременно с ним. Для предотвращения повреждения кабеля при спуске на НКТ и насосе устанавливаются специальные децентраторы с проходным отверстием для каротажного кабеля и кабеля ЭЦН (рис. I,г). Это обеспечивает беспрепятственное перемещение каротажного кабеля в процессе геофизических измерений, которые могут начинаться до запуска насоса и продолжаться в дальнейшем после вывода скважины на заданный режим. После завершения исследований производится подъем ЭЦН и скважинного прибора. Основная область применения способа - скважины, передаваемые в капитальный ремонт для проведения изоляционных работ в объекте разработки. Требования к оборудованию устья такие же, как при измерениях в фонтанных скважинах. Работы ведутся согласно "Руководству по технологии проведения промыслово-геофизических исследований в скважинах механизированного фонда (ЭЦН, ШГН) приборами большого диаметра" РД 39-4-I2II-84 (Уфа, I985).

2.3. Добывающие, эксплуатирующиеся штанговыми насосами

Скважинные приборы диаметром до 32 мм спускают по серповидному зазору между НКТ и обсадной колонной (межтрубное пространство) через отверстие в планшайбе. Исследование и подготовка скважины проводятся в соответствии с "Руководством по технологии проведения промыслово-геофизических исследований в сква-

жинах, эксплуатируемых скважинными штанговыми насосами" РД 39-4-274-79 (Уфа, 1980). Если приборы не проходят по межтрубному пространству из-за большой кривизны ствола (более 30^0), отложений парафина и смол, высокой вязкости нефти, то можно использовать описанную технологию, предусматривающую предварительный спуск под насос крупногабаритного скважинного прибора.

2.4. Остановленные, простаивающие скважины

Эта группа объединяет контрольные, пьезометрические скважины, различные категории добывающих скважин и нагнетательные, из которых извлечено технологическое оборудование. Диаметр скважинных приборов определяется размером обсадной колонны. При спуске соответствующего технологического оборудования измерения могут проводиться малогабаритными приборами через НКТ в процессе возбуждения скважины компрессором или при других способах воздействия на пласт.

3. КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

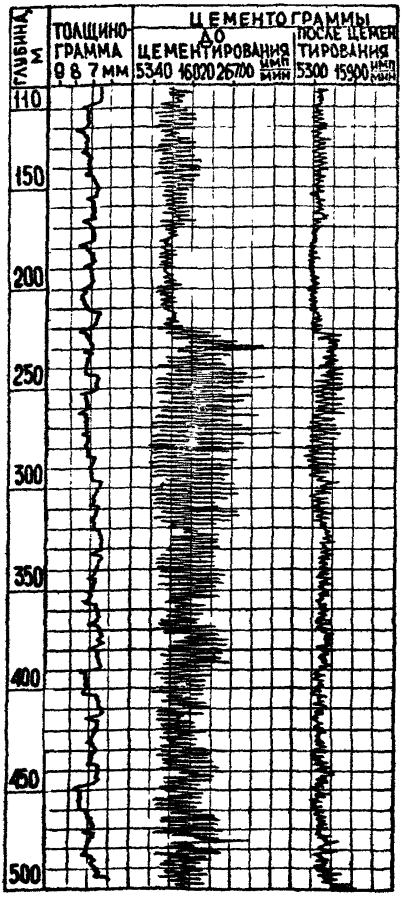
Объектом геофизических измерений является ствол скважины выше объекта разработки. Исследования проводятся с целью выявления мест нарушения герметичности обсадной колонны, определения уровней жидкости в межтрубном пространстве, состояния забоя скважины, положения перфорации, технологического оборудования, выделения интервала поступления воды к месту нарушения, интервалов заколонных межпластовых перетоков, определения высоты подъема и состояния цемента за колонной, мест прихвата труб.

3.1. Контроль качества цементирования обсадных колонн

Исследования выполняются при наращивании цементного кольца за обсадной колонной, цементировании хвостовиков, летучек, дополнительных цементных заливках после выявления межпластовых перетоков жидкости или газа, перехода на вышележащие объекты, оценке состояния цементного камня в объекте разработки после длительного периода эксплуатации скважин.

Контроль качества цементирования осуществляют методами гамма-гамма и акустической цементометрии. Исследования проводят до и после изоляционных работ с последующим сопоставлением полученных результатов, которые отличаются только изменением плотности вещества в затрубном пространстве, по методике, изложенной в "Руководстве по применению акустических и радиометрических методов контроля качества цементирования нефтяных и газовых скважин" (Уфа, 1978). Например, первый замер дефектомером СГДТ-2

в скв. 1196 Туймазинского месторождения показал, что выше глубины 530 м за обсадной колонной находится буровой раствор. Судя по второй цементограмме, ремонтные работы с целью подъема уровня цемента за колонной проведены качественно (рис. 2).



В скв. 12415 Западно-Лениногорской площади Ромашкинского месторождения перфорацией вскрыт пласт с подошвенной водой (рис.3 После выхода из бурения качество изоляции заколонного пространства ниже интервалов перфорации было хорошее. В процессе последующей эксплуатации обводненность продукции возросла до 95% при дебите жидкости 130 м^3/сут. Сопоставление полученной в этот период цементограммы с замером после бурения убедительно показывает, что нарушилась герметичность цемента за колонной во всем интервале пласта с подошвенной водой, что является причиной высокого содержания воды в продукции. Была проведена задавка цементного раствора через интервал перфорации для изоляции подошвенной воды. По цементограмме, зарегистрированной после ремонтных работ, видно, что

Рис. 2. Результаты оценки качества ремонтных работ аппаратурой СГДТ-2 при подъеме уровня цемента за обсадной колонной.

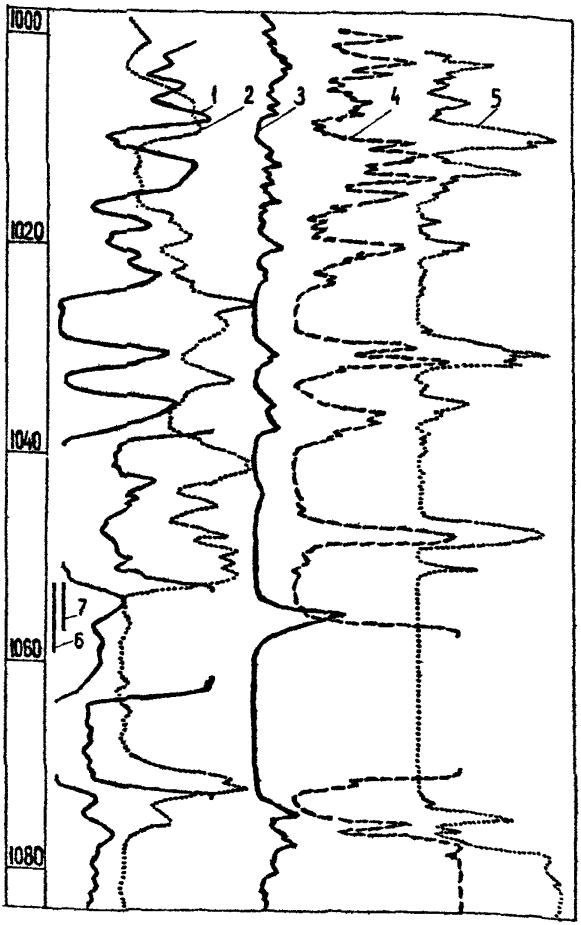


Рис. 3. Применение цементометрии для контроля состояния цементного камня за колонной и качества изоляционных работ: 1 – КС, 2 – ПС; 3 – показания акустического цементомера после выхода из бурения, 4 – после продолжительной эксплуатации, 5 – после изоляционных работ; 6, 7 – интервалы перфорации.

изоляционные работы проведены успешно, герметичность заколонного пространства восстановлена и обводненность продукции снизилась до 14% при том же дебите жидкости.

3.2. Оценка состояния забоя скважины

Глубина забоя определяется комплексом гамма-каротажа (ГК) и локатора муфт (ЛМ). Если ранее муфты обсадной колонны уже были привязаны к разрезу, то достаточно замера ЛМ.

При оценке технического состояния скважины необходимо учитывать, что для определения заколонной циркуляции вниз от интервала перфорации забой должен находиться на 10 м ниже перфорации в добывающих и на 20 м – в нагнетательных скважинах. Наличие и граница осадка на забое определяется гамма-плотномером.

Герметичность забоя оценивают расходомером или термометром по наличию потока жидкости в стволе скважины ниже интервала перфорации, сопоставляя замеры в остановленной и работающей скважине. В последнем случае на негерметичность забоя указывает расхождение между двумя термограммами, и чем больше это расхождение, тем выше скорость восходящего потока в колонне ниже интервала перфорации.

3.3. Выделение интервалов перфорации обсадной колонны

Для определения интервалов перфорации и контроля за состоянием колонны в этих интервалах применяются локатор муфт, акустический телевизор САТ, индукционный дефектоскоп ДСИ, аппаратура контроля перфорации АКП.

Локатор муфт позволяет выделить границы интервала перфорации колонны при использовании бескорпусных перфораторов типа ПКС, ПР в 70% исследуемых скважин. Интервалы простреда корпусными перфораторами определяют по измерениям акустическим телевизором и индукционным дефектоскопом. Кроме определения границ перфорации эти измерения позволяют выделить нарушения колонны (обрывы, вырывы, трещины, смятие, коррозию) и с высокой точностью оценить их линейные размеры (рис. 4). О деформации обсадной колонны при использовании бескорпусных перфораторов можно судить по замеру микрокавернометром (рис. 5).

Применение аппаратуры АКП в процессе проведения перфорационных работ позволяет определять границы интервалов перфорации независимо от типа применяемого перфоратора. Аппаратура включает канал ГК, ЛМ, локатор магнитных меток и намагничивающее устройство. Первый замер проводится перед перфорацией, совмещается с шаблонированием колонны, записываются диаграммы ГК, ЛМ, производится намагничивание колонны в предполагаемом интервале перфорации и замер локатором намагничивания при скорости перемещения прибора 500 – 600 м/ч. Совместно с перфоратором комплексируется локатор намагничивания, который сразу после простреда по размагничиванию колонны позволяет определить границы перфорации и привязать их к разрезу (рис. 6). Аппаратура успешно может применяться для контроля при дострелах и перестрелах в пределах старых интервалов перфорации, интервалы размагничивания колонны будут соответствовать границам новых интервалов перфорации.

3.4. Контроль за установкой глубинного оборудования

Основные задачи заключаются в определении глубины установки различных пакерующих устройств и реперов на обсадной колон-

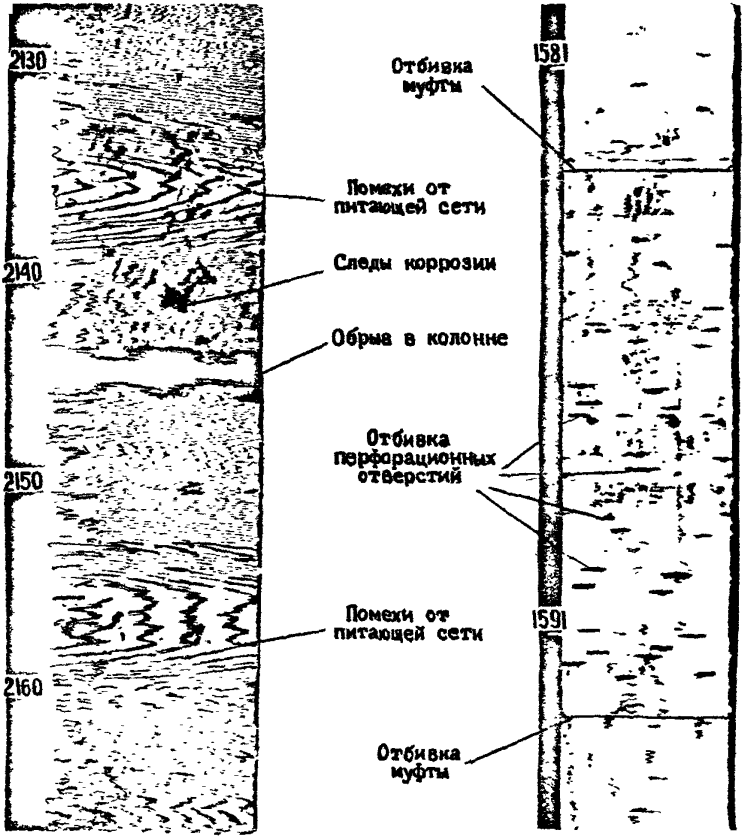


Рис. 4. Выделение мест порыва колонны, коррозии, перфорационных отверстий скважинным акустическим телевизором

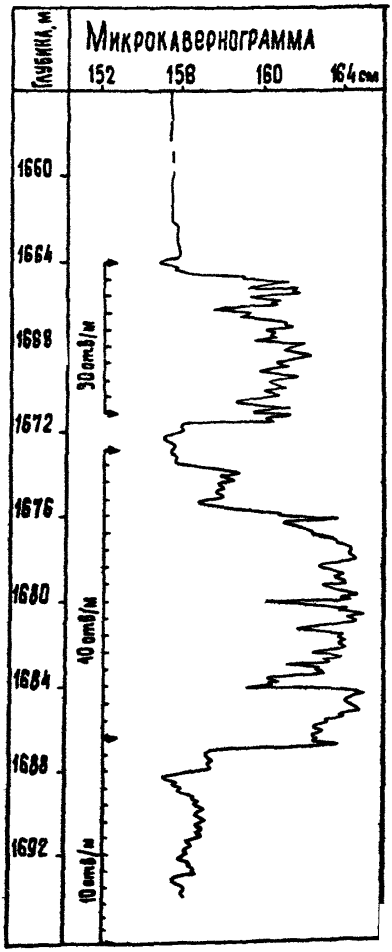


Рис. 5. Определение мест деформации обсадной колонны при перфорации бескорпусным перфоратором ПКС.

не и НКТ, муфты гидроперфораторов, спуска НКТ. Наиболее универсальными являются методы рассеянного гамма-излучения (ГГК), которые позволяют определить интервалы установки оборудования с одновременной привязкой его к разрезу скважины.

Метод ГГК по уплотнению цементного камня выделяет интервалы установки пакер-фильтра. Например, в скв. 1927 (рис. 7,а) пакер установлен неправильно, ниже водонефтяного контакта, поэтому после гидропескоструйной перфорации содержание воды в продукции на глубине 1601 м сразу составило 80%. В скв. 1570 (рис. 7,б) по ГГК четко выделяется глубина спуска НКТ, репера и пакера, установленных на НКТ для изоляции затрубного пространства при закачке гипана в заводненный пласт. Подобные задачи могут решаться и методами нейтронного каротажа.

3.5. Определение мест прихвата труб

Измерения проводятся прихватоопределителем (ПО). При спуске прибора в скважину устанавливают магнитные метки на трубах и тем же прибором производят второй замер с целью определения положения магнитных ме-

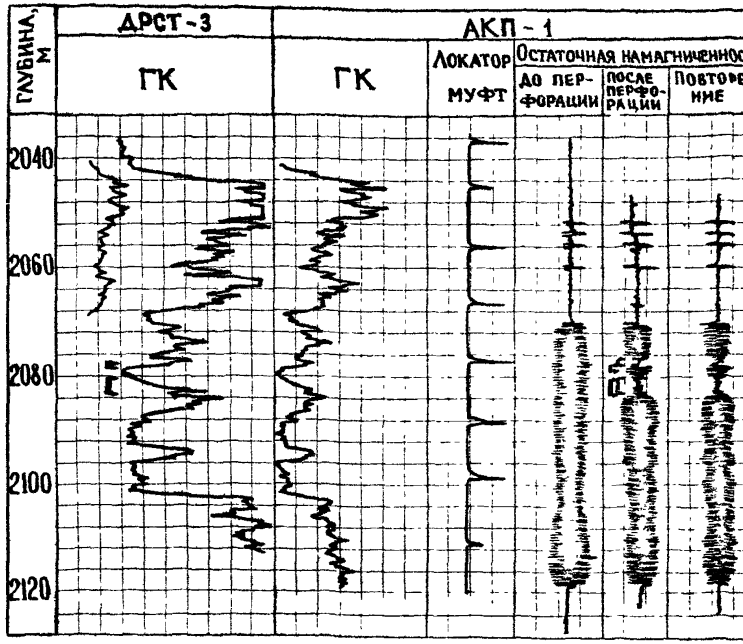


Рис. 6. Результаты применения аппаратуры АКП для контроля перфорации обсадной колонны в скв. 733 Сергеевской площади.

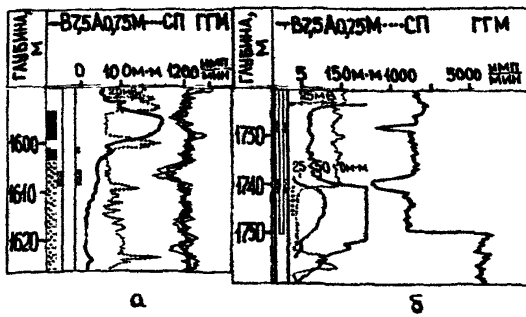


Рис. 7. Кривые определения глубины спуска оборудования: —— – обсадная колонна; —·— насосно-компрессорные трубы; ▩ – пакер; ▨ – репер; ■ – нефтеносные песчаники; ⁝⁝ – водоносные песчаники; ⋮ – интервал перфорации.

ток. К колонне труб прилагают механическое усилие (натяжение, вращение), которое не будет распространяться ниже интервала прихвата. На участках воздействия механической нагрузки магнитные метки исчезают или их магнитное поле сильно ослабевает. При третьем замере кривые остаются неизменными ниже интервала прихвата, а выше, против магнитных меток, аномалии на кривой локатора муфт заметно уменьшаются. Прихватоопределители позволяют выявить верхнюю границу прихвата бурового инструмента. Для выделения всего интервала прихвата труб может быть использован акустический цементомер. В интервале прихвата труб интенсивность волны по колонне будет значительно меньше, чем за его пределами.

3.6. Выделение уровня жидкости и интервала отложений парафина в межтрубном пространстве

Применяются методы нейтронного и гамма-гамма-каротажа. Скважинный прибор находится в НКТ. Уровень жидкости в межтрубном пространстве выделяется резким изменением регистрируемой интенсивности из-за различия контактирующих сред по содержанию водорода (нейтронные методы) и плотности (ГГК). При постоянном давлении в межтрубном пространстве раздел между газом и жидкостью четкий (рис. 8,а, скв. 305). Сопоставляя результаты радиометрии и замеры волномером, можно определить скорость распространения звуковой волны по межтрубному пространству данной скважины и в дальнейшем ограничиться измерениями волномером.

Если давление непостоянное, то в межтрубном пространстве образуется сложная газо-жидкостная смесь. Например, в скв. 339 (рис. 8, б) уровень жидкости фиксируется на глубине 874 м (диаграмма показана сплошной линией), находящийся выше интервал мощностью 266 м представлен газо-жидкостной смесью, далее в интервале 440 - 508 м выделяется столб жидкости, межтрубное пространство над которым заполнено газом. При повторном замере после изменения режима работы скважины уровень переместился на глубину 978 м, и соответственно сместились все выделяемые границы.

Методы радиометрии позволяют выделять отложения парафина и смол в межтрубном пространстве. В скв. 5851 (см. рис. 8,в) уровень жидкости находится на глубине 1100 м, а в интервале 472-716 м наблюдается резкое снижение регистрируемой интенсивности. При понижении уровня жидкости на 30 м граница интервала с отри-

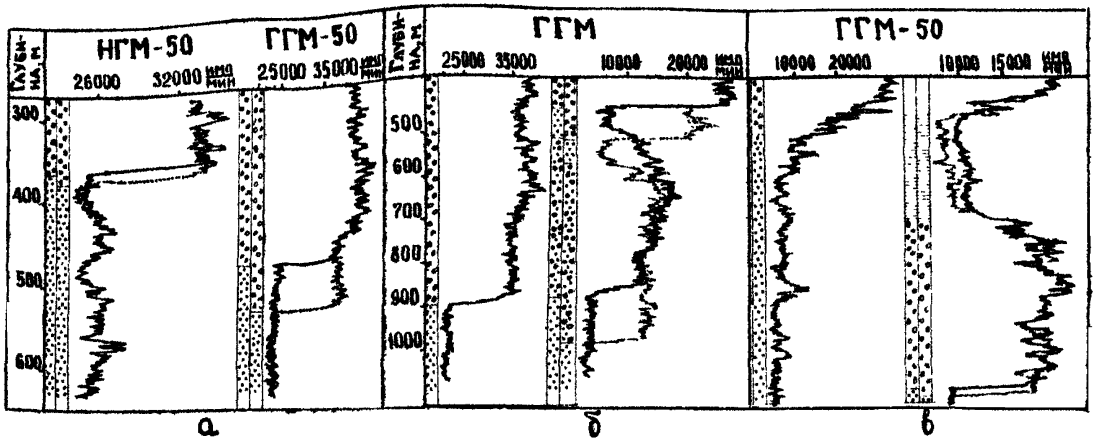


Рис. 8. Определение по диаграммам радиометрии положения уровня жидкости в межтрубном пространстве: ⁘ – жидкость; ⁘ – газ; ⁘ – газожидкостная смесь; ▤ – парафин. Диаграммы, показанные сплошной линией и точками, отличаются по времени после остановки глубинного насоса до начала измерений.

цательной аномалией ГГК не изменилась, т.е. рассматриваемая аномалия соответствует интервалу отложения парафина, который, судя по величине регистрируемой интенсивности, почти полностью перекрыл межтрубное пространство.

В скважинах, оборудованных штанговыми насосами, прибор перемещается непосредственно по межтрубному пространству и кроме рассмотренных методов уровень жидкости можно определить плотномером, термометром, влагомером, резистивиметром.[2)]

3.7. Определение интервалов негерметичности эксплуатационных колонн

3.7.1. Негерметичность обсадной колонны в интервале от забоя до подвески технологического оборудования может быть обнаружена с помощью термометра, локатора муфт и расходомера при исследовании в процессе работы скважины. В зависимости от производительности интервал негерметичности колонны выделяется по измерениям гидродинамическим (нижний порог чувствительности с пакером 5 $м^3$/сут, без пакера 120 $м^3$/сут) или термокондуктивным расходомером (1 $м^3$/сут). По термометрии интервалу негерметичности соответствует аномалия, образующаяся за счет дроссельного эффекта и калориметрического смешивания восходящего потока с жидкостью, поступающей через нарушение в колонне.

3.7.2. Определение мест негерметичности обсадной колонны в остановленной скважине проводят в интервале, не перекрытом насосно-компрессорными трубами, в процессе отбора или закачки в скважину воды (воздуха). Обязательный комплекс включает измерения расходомером, термометром и локатором муфт. В скважинах с дебитом до 30 $м^3$/сут необходимо отключить пласты, вскрытые перфорацией (перекрыть интервал перфорации песком, установить выше интервала перфорации цементный мост, пакер). При больших значениях дебита и высокой обводненности продукции производительность и соответственно приемистость интервала негерметичности будет достаточно высокой и поставленная задача часто может быть решена без отключения пластов. Скважину заполнить жидкостью, задавить 5 – 10 $м^3$ и оценить величину приемистости. Устье герметизируют, и скважину выдерживают в течение 5 – 24 ч. Если после задавки до начала исследований скважина простояла более 24 ч, то операция по задавке "тепловой" метки повторяется.

На спуске проводят контрольный замер термометром по всему стволу скважины с целью обнаружения температурных аномалий.

Масштаб регистрации по глубине I : 500, по температуре 0,I °С/см, скорость регистрации $V = 2000/T$, где T – тепловая инерционность датчика термометра. Запись проводят локатором муфт. В интервалах выявленных термоаномалий повторяют запись термометром при подъеме прибора.

Локализацию мест негерметичности обсадной колонны осуществляют в процессе закачки жидкости в скважину. Для этого перед началом закачки термометр устанавливают на 50 – I00 м выше предполагаемого интервала негерметичности и замеряют температуру. Начинают закачку жидкости с расходом 5 – I0 $м^3$/ч и непрерывно контролируют изменение температуры в точке установки термометра. После понижения температуры на 0,5 – I°С записывают термограммы в интервале, перекрывающем на 50 м предполагаемое место нарушения герметичности колонны. Масштаб регистрации по глубине I : 200, по температуре 0,I °С/см; скорость записи $V = I200/T$.

Использование только термометрии для решения этой задачи недостаточно, поскольку интервал принимающего (отдающего) коллектора может быть ошибочно принят за место поступления воды в обсадную колонну. Комплексирование расходометрии и термометрии обеспечивает определение места нарушения колонны, источника поступления воды и интервала заколонной циркуляции, если первые два не совпадают по глубине. Включение в комплекс локатора муфт позволяет выделить случаи, когда причиной притока воды в колонну является негерметичность резьбовых соединений.

Применение рассмотренной технологии показано на примере выделения интервала негерметичности колонны в скв. 271 Западно-Сургутского месторождения (рис. 9). После остановки скважины термометром зарегистрирована первая диаграмма, из которой видно, что потенциальным источником притока воды в скважину является интервал I300 – I340 м. Две последующие термограммы, зарегистрированные соответственно через I ч после снижения уровня жидкости в стволе при работе компрессора и через 6 ч после его отключения, подтверждают это заключение – границы интервала притока воды не изменились. В качестве индикатора скорости потока по стволу скважины применялся термокондуктивный дебитомер. Замеры проведены в период снижения уровня в стволе и при его восстановлении, т.е. при задавливании и изливе. На обоих режимах (поглощения и притока воды) место нарушения герметичности колонны выделяется на глубине I3I9 м. Сопоставление результатов измере-

ний с данными локатора муфт показывает, что негерметичность колонны приурочена к муфтовому соединению. Герметичность колонны была восстановлена путем установки металлического пластыря.

3.7.3. При низкой приемистости скважины (30 м^3/сут и менее) для выделения интервалов негерметичности колонны в обязательный комплекс входят термометр, локатор муфт и расходомер, но измерения проводятся при вызове притока путем возбуждения скважины компрессором или в процессе восстановления динамического уровня после отключения компрессора.

В качестве примера подобных исследований приводятся результаты измерений по скв. 1073 Солкинского месторождения. После извлечения оборудования и изоляции пластов, вскрытых перфорацией, сняли контрольную диаграмму термометром. В интервале исследования каких-либо температурных аномалий не отмечается (рис. 10). Возбудили скважину компрессором, и интервал притока воды выделили на глубине 1154 м по увеличению температуры за счет дроссельного эффекта. После отключения компрессора и прекращения притока из пласта место нарушения выделяется по характерному излому на термограмме.

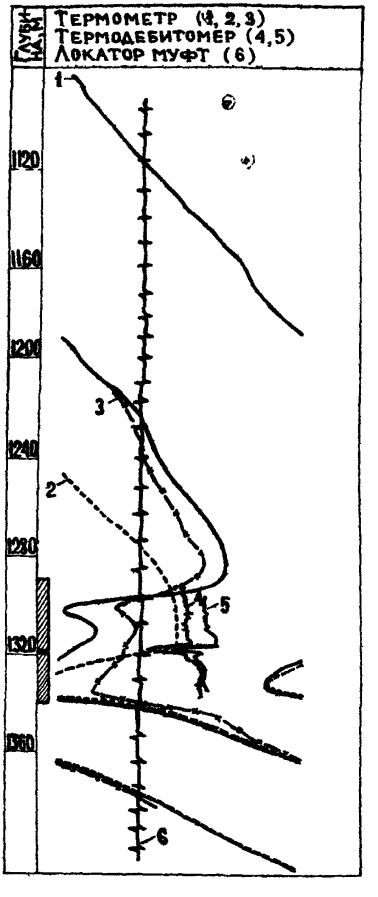


Рис. 9. Исследования методами термометрии и расходометрии для определения интервала негерметичности обсадной колонны:
- поглощающий интервал;
- место нарушения герметичности колонны.

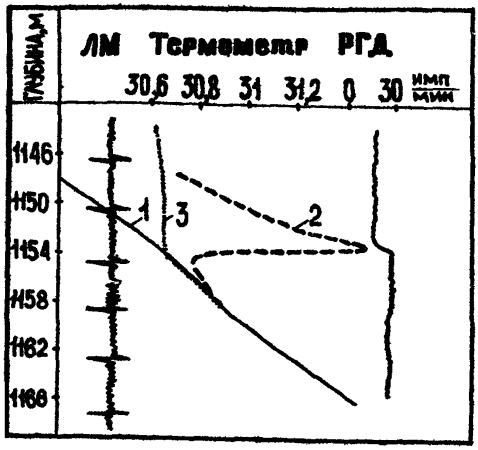


Рис. IO. Определение негерметичности обсадной колонны при отборе жидкости из скважины компрессором: I - в простаивающей скважине; 2 - после вызова притока компрессором; 3 - через I ч после отключения компрессора.

Измерения расхода проведены на протяжке при подъеме прибора к месту нарушения, выше которого уменьшается скорость перемещения глубинного прибора относительно жидкости в стволе, соответствует уменьшению скорости вращения турбинки.

3.7.4. При поиске негерметичности в верхней части колонны (до 400 - 500 м от устья) применение компрессора связано с определенными техническими трудностями. Место негерметичности выделяется по резистивиметру при закачке воды, отличной по электрическому сопротивлению от воды в скважине. Закачка контрастной жидкости проводится порциями с последующими определениями местоположения ее уровня в стволе. Глубина, на которой положение уровня закачиваемой жидкости стабилизируется, будет соответствовать месту негерметичности обсадной колонны. Аналогичным образом решается задача по термометрии в процессе поочередной закачки порций воды с контрастной температурой. В скв. I343 Восточно-Сулеевской площади закачали воду, температура которой превышала температуру воды в колонне, негерметичность была выделена на глубине 420 м (рис. II).

3.7.5. При ремонте обсадных колонн стальными пластырями в качестве дополнительных методов рекомендуются скважинный акустический телевизор для определения линейных размеров и формы нарушения обсадной колонны, толщиномер для уточнения компоновки обсадной колонны и степени ее коррозии (рис. I2), скважинный индукционный дефектоскоп, микрокаверномер.

3.8. Определение заколонных межпластовых перетоков жидкости и газа

Интервалы перетоков жидкости или газа между пластами при герметичной обсадной колонне устанавливаются по исследованиям высокочувствительным термометром и методами нейтронного каротажа, которые применяются для выделения зон вторичного газонакопления. Термометрия проводится не менее чем через 10 – 20 ч после остановки скважины, чувствительность аппаратуры должна обеспечивать выделение аномалий температур величиной 0,02 – 0,05 °С. Увеличение времени простоя способствует повышению эффективности решения рассмотренной задачи. Во всем интервале заколонных перетоков градиент изменения температуры близок к нулю, в отдельных интервалах может наблюдаться увеличение температуры за счет дроссельного эффекта, т.е. в интервалах притока термограмма резко отличается от геотермы.

Результатом заколонных перетоков газа является образование зон вторичного газонакопления, которые выделяются нейтронными методами. Обнаружение подобных зон накопления в интервале 60 – 70 и 132 – 141 м показано на примере исследования скв. 300 нефтяного месторождения Восточная Прорва (рис. 13). Бурение было приостановлено, интервалы газонакопления вскрыли перфорацией, отобрали газ,

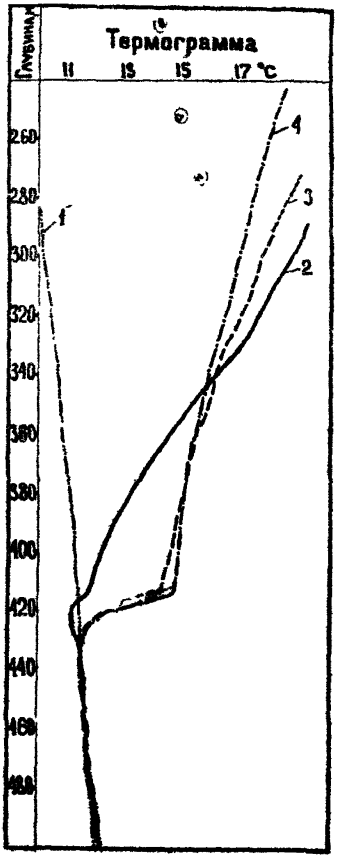


Рис. 11. Выделение интервала негерметичности колонны по термометру при закачке воды с контрастной температурой: 1 – контрольный замер; 2 – 4 – замеры в процессе закачки воды, температура которой превышает температуру воды в скважине.

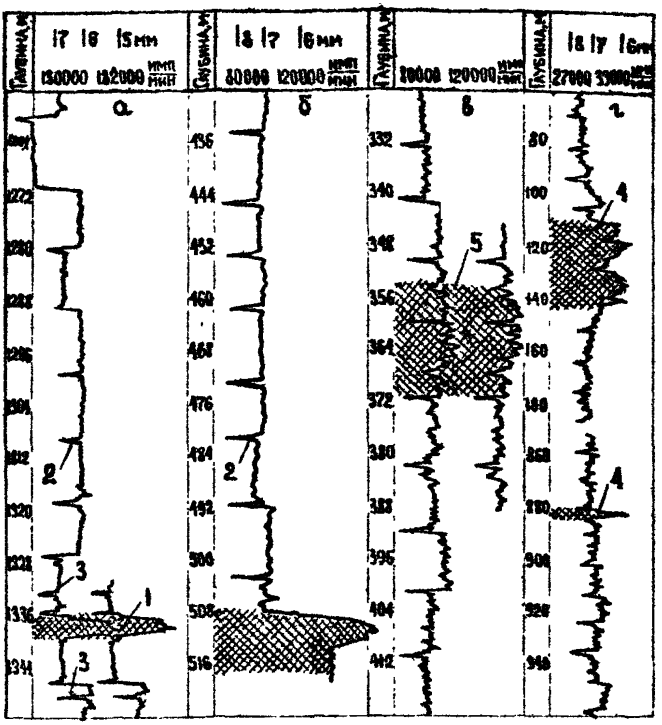


Рис. 12. Результаты исследований гамма-гамма-толщиномером скв. 917 (а), 804 (б), 1010 (в), 771 (г):
1 – уменьшение толщины стенки в интервале перфорации;
2 – муфты обсадной колонны; 3 – центрирующие фонари;
4 – нарушение обсадной колонны; 5 – уменьшение толщины стенки колонны из-за ее коррозии.

на диаграмме НГК, зарегистрированной после забуривания второго ствола, зоны вторичного газонакопления уже отсутствуют.

4. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ИНТЕРВАЛЕ ОБЪЕКТА РАЗРАБОТКИ

4.1. Основная цель исследований состоит в определении источников обводнения продукции скважин. Наиболее распространенными причинами обводнения продукции являются заколонная циркуляция в интервалах негерметичности заколонного пространства,

подтягивание подошвенной воды при эксплуатации пластов с ВНК и подход фронта пластовой или закачиваемой воды непосредственно по пласту, вскрытому перфорацией. Основными видами изоляционных работ являются соответственно отключение отдельного обводненного интервала (КР-I) или всего пласта (КРI-2), восстановление герметичности заколонного пространства (КРI-3), оценка выработки продуктивных пластов (КРII), приобщение пластов (КР5-2) или переход на другие горизонты (КР5-I), а также перевод скважины в другую категорию (КР6).

Рекомендуемый состав комплекса геофизических исследований учитывает, что в капитальный ремонт с целью изоляции притока воды передаются скважины с различной обводненностью продукции, но наибольший объем ремонтных работ выполняется после увеличения содержания воды в продукции до 80% и более.

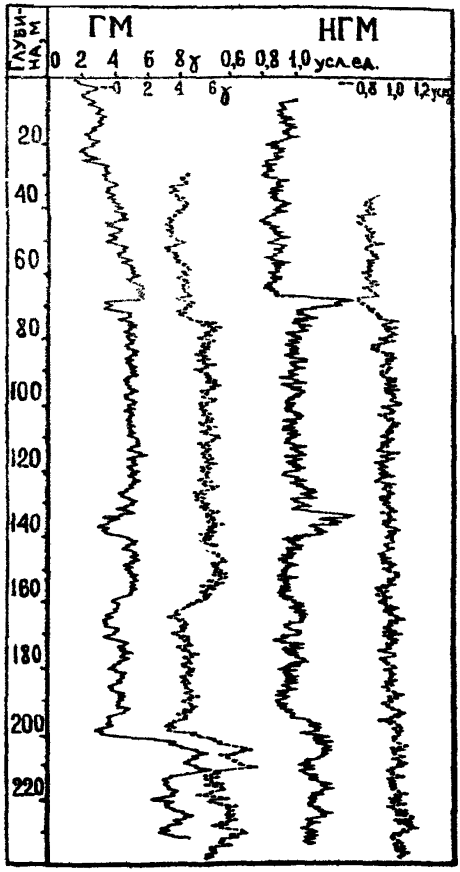


Рис. I3. Выявление зон вторичного газонакопления, образовавшихся за счет межпластовых перетоков газа:
——— – измерения проведены в декабре I98I г.;
– – – – в апреле I982 г.

4.2. При выявлении источников обводнения продукции наилучшие результаты дают геофизические исследования в действующих скважинах. Наиболее информативны исследования высокочувствительным термометром, механическим и термокондуктивным расходомерами, датчиками состава – влагомером, плотномером, резистивиметром. Состав обязательного комплекса зависит от дебита жидкости и содержания воды в продукции. Во всех случаях обязательные комплексы включают высокочувствительную термометрию и механическую расходометрию. Привязка замеряемых параметров по глубине осуществляется с помощью локатора муфт и ГК. Обычно достаточно один раз провести в скважине совместный замер локатором муфт и ГК, и в последующем привязывать глубины только по локатору муфт.

При обводненности продукции 90% и более определить, какой из пластов, вскрытых перфорацией, является источником поступления воды в скважину в большинстве случаев возможно по наибольшей производительности. Для этого достаточно исследований механическим расходомером и термометром. Последний позволяет судить о том, является ли причиной обводнения продукции заводнение пласта или же вода поступает к интервалу перфорации по негерметичному заколонному пространству из ниже- или вышележащих водоносных пластов. В качестве дополнительных методов можно применять термокондуктивный расходомер для обнаружения интервалов слабого притока жидкости и индукционный резистивиметр, позволяющий выделить интервалы внедрения нефти в воду.

Например, в скв. 712 Юсуповской площади Чекмагушевской группы месторождений исследования проведены, когда содержание закачиваемой воды в продукции составило 98% (рис. 14). По показаниям механического расходомера и термограмме можно заключить, что основным из работающих является верхний пласт, который и следует рассматривать как первоочередной объект для изоляционных работ. Это подтверждается исследованиями термокондуктивным расходомером, который также показывает и наличие слабого притока жидкости из нижнего пласта. После отключения верхнего пласта скважина стала работать практически без воды.

В скважинах с обводненностью менее 90% по диаграммам притока жидкости не всегда можно выделить перфорированный пласт, из которого поступает вода. В этих скважинах, кроме рассмотренных методов, обязательный комплекс включает изучение состава жидкости в стволе влагомером или индукционным резистивимет-

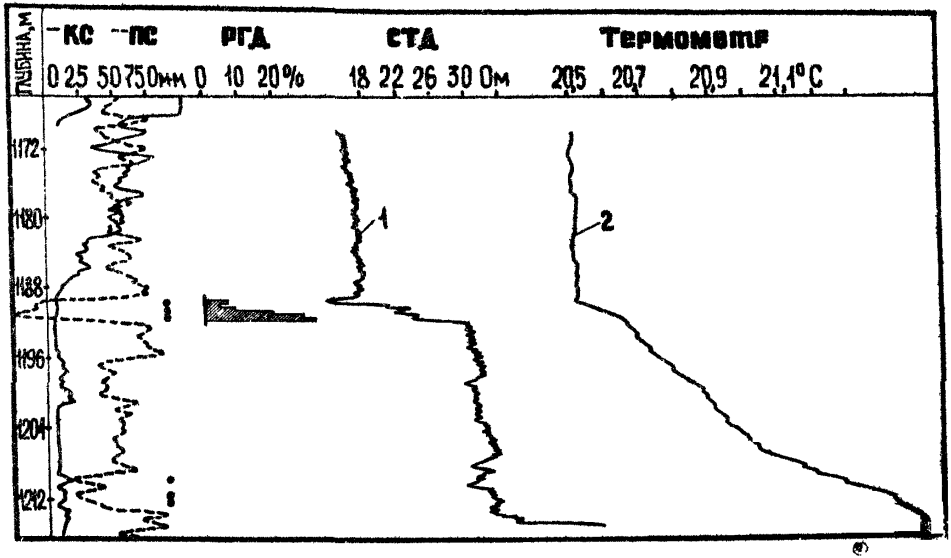


Рис. I4. Выделение источника поступления воды в скважину при обводненности продукции более 90%: I – замер при подъеме; 2 – замер при спуске.

ром при обводнении продукции соответственно на 5 и 50% и гамма-плотномером, который может применяться во всем диапазоне изменения обводненности. Например, по скв. 3257 Андрахмановской площади Ромашкинского месторождения в период исследования дебит жидкости составлял 240 м^3/сут, из них 40% воды плотностью I,06 г/см^3. Перфорацией вскрыто два пласта песчаника в интервале I579 - I595,2 и I557 - I56I,2 м и залегающие между ними два пласта, представленные алевролитами (рис. I5). В интервалах алевролитов притока жидкости не отмечается, 80 и 20% притока приходится соответственно на нижний и верхний пласты песчаника.

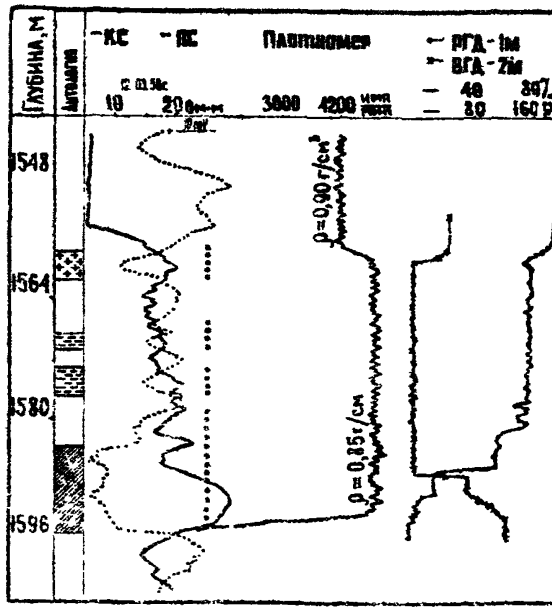


Рис. I5. Выделение заводненного пласта по геофизическим исследованиям в работающей скважине: ▭ - песчаник нефтеносный; ▭ - алевролит нефтеносный, ▭ - песчаник, заводненный закачиваемой водой; ⋮ - интервал перфорации.

По данным плотномера, диэлектрического влагомера (ВГД-2М) и гидродинамического расходомера (РГД-1М) до глубины I592,5 м притока из нижнего пласта не наблюдается. В интервале I587,4 - I592,6 м отмечается приток жидкость в стволе скважины представлена смесью нефти и водой (см.рис. I5, диаграмма влагомера). Выше границы интенсивного притока (I586 м) жидкости в стволе представлена практически безводной нефтью (минимальные показания влагомера и величина плотности до 0,85 г/см^3). Следовательно, из нижнего пласта в

скважину поступает нефть, причем в интервале 1587,4 – 1592,6 м пласт работает через столб воды в скважине. Из верхнего пласта, несмотря на его относительно низкую производительность, в скважину поступает закачиваемая вода, возможно, с некоторым содержанием нефти, что отмечается ростом показаний влагомера и увеличением плотности жидкости до 0,90 г/см^3. По результатам измерений изолировали верхний пласт, и скважина стала работать без воды, дебит нефти 135 м^3/сут.

Скв. 4679 Самотлорского месторождения исследовалась в безводный период работы (дебит нефти 820 м^3/сут) и после обводнения продукции до 42% (дебит жидкости 590 м^3/сут). При первых исследованиях из трех пластов, вскрытых перфорацией, 80% притока нефти приходилось на средний пласт $БВ_8^{1-2}$ (рис. 16). Исследования, проводившиеся в период обводнения, показали, что из пласта $БВ_8^3$ в скважину поступает безводная нефть (см. рис. 16, показания влагомера, резистивиметра), начиная с подошвы пласта $БВ_8^{1-2}$ резко снижается диэлектрическая проницаемость и увеличивается проводимость жидкости в стволе, что указывает на поступление воды из интервала 2200,6 – 2204,8 м. Из остальных коллекторов, вскрытых перфорацией, в скважину поступает безводная нефть. Диаграмма, зарегистрированная механическим расходомером, искажена за счет относительного скольжения фаз в потоке жидкости. Наилучшими условиями для исследований механическим расходомером являются нагнетательные скважины, безводные добывающие скважины и добывающие скважины при содержании воды в продукции до 20 или более 80%. Результаты, подобные рассмотренным, позволяют правильно сформулировать цель изоляционных работ в скважине.

В соответствии с конструктивными особенностями скважинных приборов и их чувствительностью для измерений при дебите жидкости менее 200 м^3/сут должны применяться датчики состава и скорости потока с пакерующими устройствами. Роль пакерующего устройства наглядно показана на примере исследования скв. 3243 Абдрахмановской площади (рис. 17). Скважина работала с дебитом жидкости 73 м^3/сут, обводненность продукции 85%, закачиваемая вода плотностью 1,0 г/см^3. По данным гидродинамического расходомера (ГРД) и термодебитомера (СТД) работают два пласта, причем основной приток жидкости наблюдается из верхнего пласта (кривая ГРД). Дебит жидкости сравнительно невелик, обводненность высо-

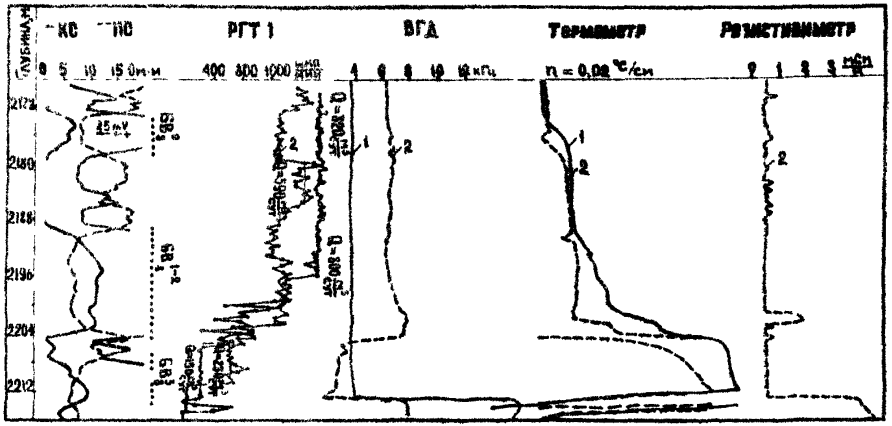


Рис. 16. Сопоставление диаграмм потокометрии в безводной (1) и обводнившейся (2) скважинах.

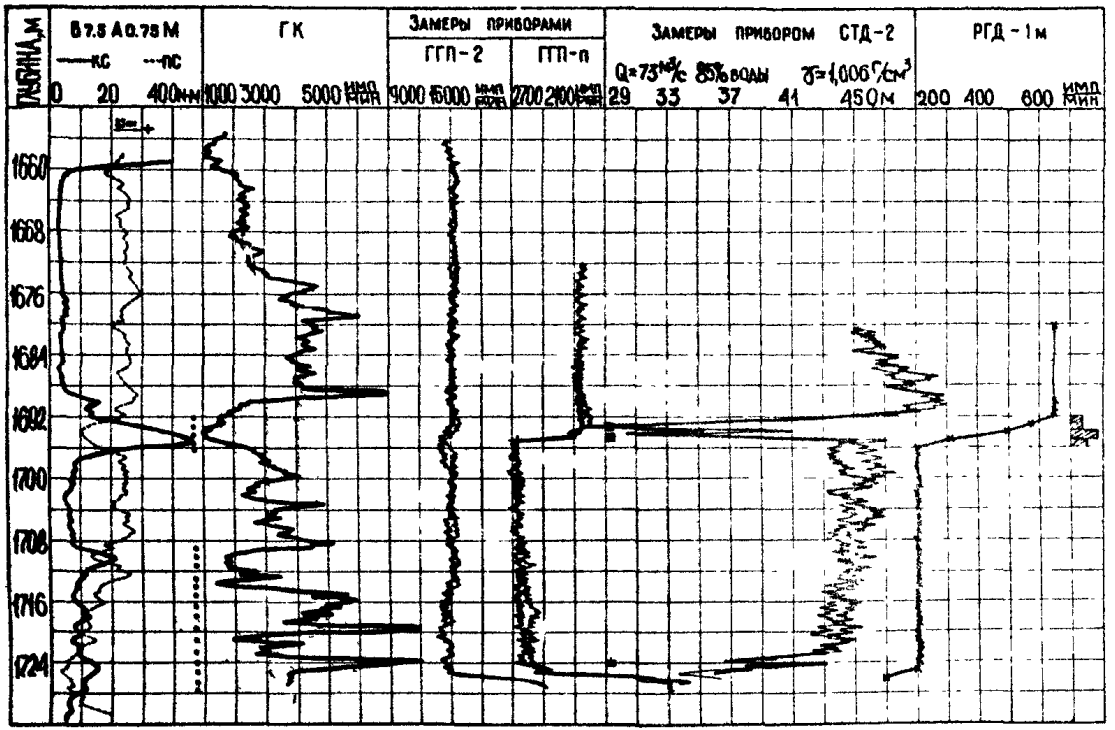


Рис. 17. Влияние пакеровки на показания плотномера.

кая и по диаграмме, зарегистрированной беспакерным плотномером (ГПП-2), трудно судить об источнике обводнения скважины. При измерении с пакерующим устройством четко видно, что заводняется верхний из рассматриваемых пластов, в интервале этого пласта и выше резко возрастает плотность жидкости в стволе скважины.

4.3. Механизированные скважины часто не удается исследовать в период эксплуатации, и измерения проводятся в процессе возбуждения компрессором после остановки и подъема глубинного оборудования. Исследования начинают в остановленной скважине: регистрируются диаграммы локатора муфт, ГК для привязки замеряемых параметров к разрезу, определяют глубину забоя и подвески НКТ, проводят замер датчиком состава с целью определения состава жидкости в колонне и положения нефтеводораздела в интервале исследования, снимают фоновую диаграмму термометром. Термометр устанавливают над верхним из пластов, вскрытых перфорацией, замеряют температуру и подключают компрессор. До прорыва воздуха через пусковую муфту происходит рост забойного давления, пласты могут начать принимать жидкость из ствола скважины, о чем можно судить по снижению температуры, регистрируемой прибором, установленным над пластом. Если температура понизилась на 0,5 - I ^{o}C, то регистрируется термограмма с целью оценки герметичности заколонного пространства. После начала притока жидкости из пласта регистрируется термограмма и переходят к замеру пакерными датчиками скорости потока и состава жидкости, как это было описано для случая исследования действующих скважин. Время начала измерения датчиками состава после получения притока жидкости из пласта должно превышать время от начала работы компрессора до прорыва воздуха через пусковую муфту. В зависимости от полученных результатов измерения могут быть продолжены после отключения компрессора до установления статического уровня жидкости в межтрубном пространстве. Это особо относится к низкодебитным скважинам.

Скв. 3516 Ново-Хазинской площади Арланского месторождения вступила в эксплуатацию без воды, перфорацией вскрыто 4 пласта песчаников (рис. I8). Исследования проведены при содержании воды в продукции более 90% в процессе возбуждения скважины компрессором. По расходомеру поток жидкости отмечается только из верхнего пласта. Термограмма также показывает отсутствие

притока из трех нижележащих пластов, приток из верхнего пласта, в интервале которого температура снижается ниже геотермы, т.е. наблюдается охлаждение пласта вследствие его заводнения закачиваемой водой. Верхний пласт отключили, и обводненность упала до 26%. На термограмме, зарегистрированной после ремонта, отмечается разогрев за счет дроссельного эффекта в интервале нижнего работающего пласта, наблюдается приток жидкости из верхнего пласта из-за неполной его изоляции, с чем и связано содержание воды в продукции.

В скв. 1880 Лянторского месторождения перфорацией вскрыли нефтяной пласт $АС_{10}$ (рис. 19,а, интервал 2122,6 - 2126 м), ВНК расположен в пласте $АС_{11}$ на глубине 2129,8 м. После освое-

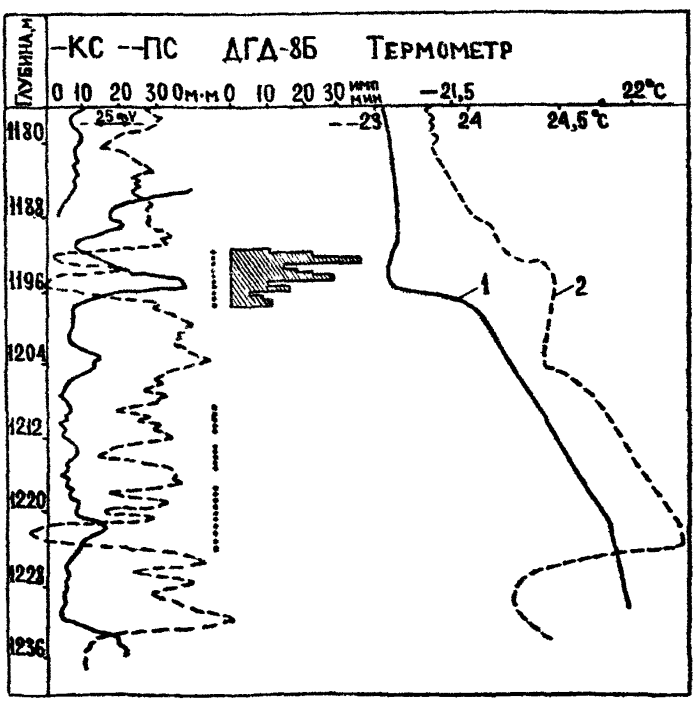


Рис. 18. Выделение заводненного пласта по данным термометрии: 1 - до ремонта; 2 - после ремонта.

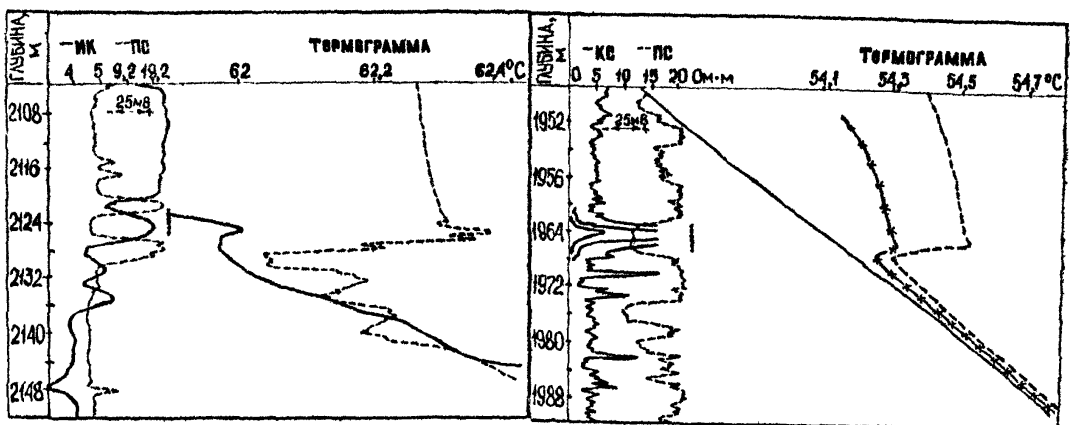


Рис. 19. Определение герметичности заколонного пространства в скв. 1880(а) и скв. 50 (б).

ния получили приток нефти с 80% воды. По термограмме, зарегистрированной в остановленной скважине, пласт, вскрытый перфорацией, выделяется повышением температуры за счет дроссельного эффекта. Вторая термограмма зарегистрирована через 0,5 ч после начала притока из пласта, и по ней четко выделяется заколонная циркуляция из пласта $АС_{II}$. После проведения капитального ремонта скважина стала работать без воды.

По скв. 50 Западно-Сургутского месторождения трудно было охарактеризовать насыщение пласта $АС_8$ (рис. I9, б). Этот пласт вскрыли перфорацией и при освоении получили воду. Сопоставление термограмм, зарегистрированных в остановленной скважине и в процессе притока из пласта после снижения уровня жидкости, показывает, что наблюдается повышение температуры в интервале работающего пласта, заколонной циркуляции не наблюдается, т.е. нижележащие водоносные пласты изолированы от пласта, вскрытого перфорацией. Значит, вода поступает из пласта $АС_8$, который представлен водоносным песчаником.

4.4. Для выделения обводнившегося пласта из ряда других, вскрытых перфорацией, и определения заводненной мощности коллектора при минерализации воды в продукции I00 г/л и более в качестве дополнительных рекомендуются исследования импульсными нейтронными методами (ИНМ), которые могут проводиться как в работающих, так и в остановленных скважинах.

Ввиду различной фазовой проницаемости нефтеносных и заводненных коллекторов при глушении скважины с целью ее остановки минерализованная вода из ствола скважины преимущественно будет проникать в заводненную часть пласта, которая выделится более низкими показаниями ИНМ по сравнению с нефтеносным коллектором. При обводнении скважины слабоминерализованной водой для определения заводненной мощности коллектора ИНМ в пласт необходимо закачать минерализованную воду из расчета 3-4 $м^3$ на I м мощности пласта. Заводненный интервал пласта выделится снижением показаний ИНМ по сравнению с контрольным замером. Если после закачки минерализованной воды показания в интервале пласта, вскрытого перфорацией, не изменились, то это, как правило, свидетельствует о негерметичности колонны или наличии в скважине заколонной циркуляции.

Например, в скв. I776 Ромашкинского месторождения исследования проведены, когда обводненность продукции достигла 98%, закачиваемая вода имела плотность I,02 г/$см^3$. На первом (контроль-

ном) замере в остановленной скважине пласт выделяется высокими показаниями ИНМ (рис. 20). Второй замер проведен через I,5 месяца после закачки 53 м^3 минерализованной воды плотностью I,I8 г/см^3. Резко уменьшилась регистрируемая интенсивность в интервале I679 - I688 м, а в вышележащие части коллектора проникновение солевой воды не наблюдается. Значит, интервал I679 - I688 м заводнен закачиваемой неминерализованной водой, а вышележащая часть пласта, несмотря на достижение предельной обводненности продукции, осталась нефтеносной. При третьем замере (через 6 месяцев) после изоляции пласта "летучкой" в интервале заводненного коллектора наблюдается вытеснение минерализованной воды закачиваемой. Пескоструйной перфорацией вскрыли пласт на глубине I774 и I774,6 м, скважина продолжала работать с дебитом жидкости 20-30 т/сут, содержание воды I0-20%.

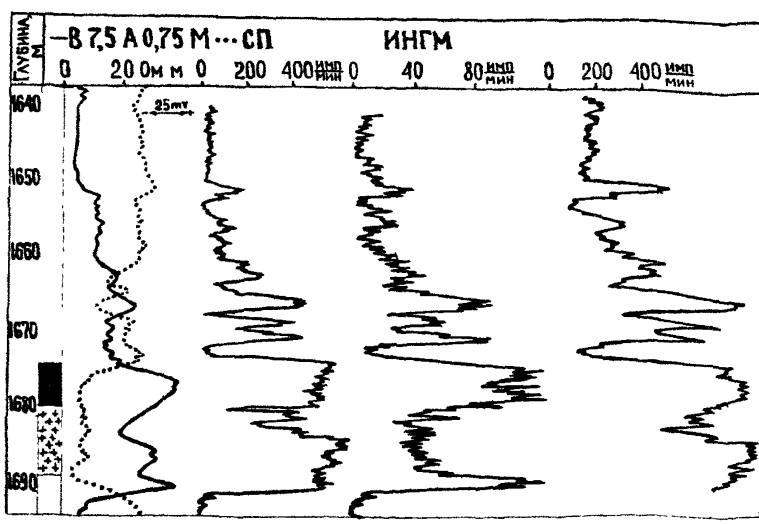


Рис. 20. Определение границ коллектора, заводненного закачиваемой водой, в пласте, вскрытом перфорацией.

Песчаники: ■ - нефтеносные; ▭ - заводненные закачиваемой водой.

4.5. При минерализации воды в продукции более 100 г/л ИНМ входят в основной комплекс при исследовании в интервале пластов с подошвенной водой, частично вскрытых перфорацией. Результаты измерений позволяют судить о пути поступления воды к интервалу перфорации - подтягивание подошвенной воды по прискважинной зоне коллектора или по заколонному пространству из-за негерметичности цемента.

Например, в скв. 7280 Ромашкинского месторождения пласт с подошвенной водой вскрыт перфорацией в интервале 1752 - 1756 м, в период исследований дебит жидкости составлял 30 т/сут, обводненность продукции 40%, вода пластовая высокоминерализованная. На диаграмме ИНМ ВНК четко выделяется на глубине 1762 м (рис.21,а). Учитывая малую глубинность исследования нейтронными методами, можно сделать вывод, что вода к интервалу перфорации поступает только по негерметичному заколонному пространству.

В скв. 1611 Ново-Елховского месторождения в пласте с подошвенной водой ВНК отмечен на глубине 1707 м, интервал перфорации 1696 - 1700,1 м. В период исследований обводненность продукции составляла 13%. На диаграмме ИНМ граница хлоросодержания проходит на глубине 1700,1 м, т.е. приурочена к нижней границе интервала перфорации (рис. 21, б). В данном случае обводнение продукции связано с подтягиванием подошвенной воды по прискважинной зоне коллектора и ввиду малой глубинности нейтронных методов ВНК не выделяется.

4.6. Для оценки состояния выработки запасов и величины коэффициента остаточной нефтенасыщенности в пласте, вскрытом перфорацией, проводятся исследования импульсными нейтронными методами в процессе поочередной закачки в пласт двух водных растворов, отличных по минерализации. По результатам измерения параметра времени жизни тепловых нейтронов в пласте τ вычисляют значение коэффициента остаточной нефтенасыщенности. Технология работ предусматривает закачку 3-4 $м^3$ раствора на 1 м мощности коллектора. Закачка раствора проводится отдельными порциями с замером параметра τ до стабилизации его величины.

Результаты определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности показаны на примере скв. 8577 Ромашкинского месторождения. Пласт обводнен закачиваемой водой, по эксплуатационным данным минерализация воды 1,42 г/л. Измерение параметра τ проведено при насыщении пласта закачиваемой водой и после закачки двух

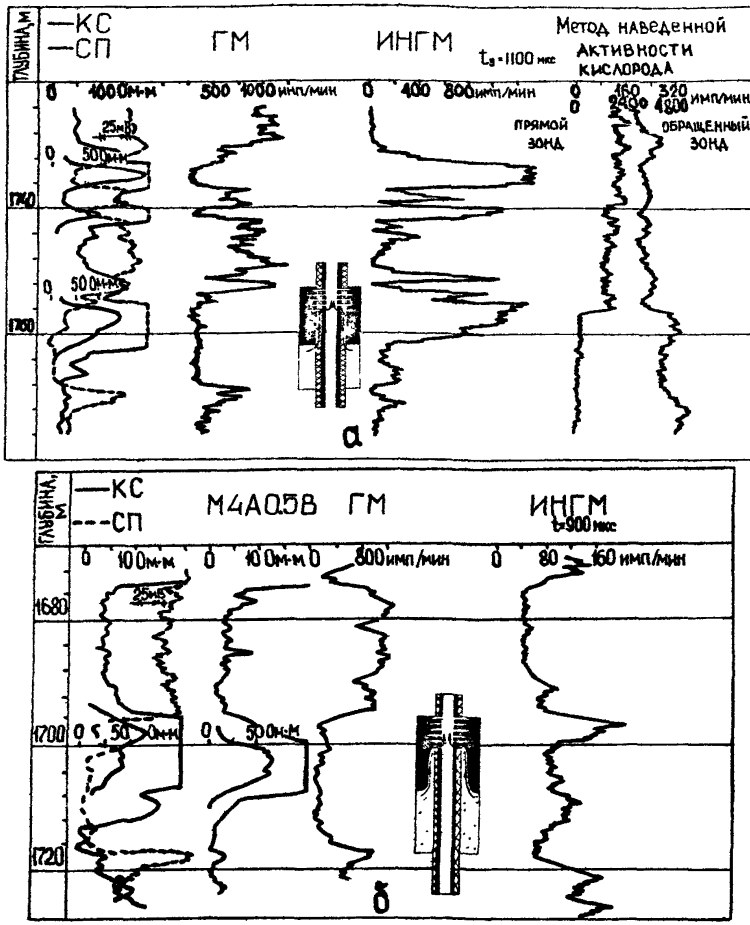


Рис. 2I. Результаты радиометрических исследований в интервале пластов с подошвенной водой, частично вскрытых перфорацией, а – скв. 7280; б – скв. I6II.

Песчаники: ■ – нефтеносные; ▨ – заводненные; ⁘ – водонасыщенные; ▭ – обсадная колонна; XXX – цементный камень; ▮▮▮▮ – интервал перфорации; ⌒ – путь поступления воды в скважину.

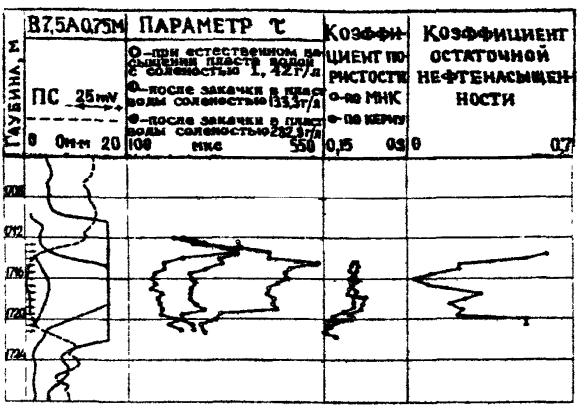


Рис. 22. Пример определения остаточной нефтенасыщенности по ИНМ (по данным Хуснуллина М.Х.).

минерализованных растворов 133 и 283 г/л (рис. 22). На основании измерений значений параметра τ вычислены значения коэффициента остаточной нефтенасыщенности, среднее значение которого составляет 0,31.

Рассмотренная технология наиболее перспективна в условиях применения различных способов воздействия на пласт и обработки призабойной зоны. Исследования ИНМ до и после воздействия позволят судить об эффективности проведенных работ.

4.7. Состояние насыщения коллекторов, представляющих объекты перехода на другие горизонты или приобщения пластов, необходимо оценивать по результатам геофизических исследований. При минерализации воды более 50 г/л необходимо проводить исследования импульсными нейтронными методами, на нефтегазовых залежах применять стационарные или импульсные методы для контроля за возможным вытеснением нефти газом. В условиях заводнения коллекторов низкоминерализованной водой единственным методом контроля является термометрия, которая позволяет судить об изменении насыщения пласта в случае подхода охлажденного фронта закачиваемой воды. В случае получения обводненной продукции в работающей скважине или при возбуждении ее компрессором необходимо выполнить соответствующие исследования (п. 4.2; 4.3) с целью определения источника обводнения продукции. В качестве дополнительных рекомендуются методы цементометрии.

4.8. В скважинах, в разрезе которых присутствуют коллекторы, заводняемые слабоминерализованной закачиваемой водой, залегающие

в зоне недонасыщения, вследствие чего их характеристики по обязательному комплексу для необсаженных скважин неоднозначны, необходимо после цементирования колонны до вскрытия перфорацией уточнить продуктивность подобных коллекторов импульсными методами. Для этого необходимо, чтобы фильтрат промывочной жидкости и вода в пласте значительно отличались по минерализации. Если в условиях применяющейся технологии проходки ствола скважины они не отличаются по минерализации (фильтрат и вода в пласте слабоминерализованные), то перед спуском колонны ствол скважины следует заполнить промывочной жидкостью с добавкой боропродуктов (около 30 г/л раствора).

Например, скв. 1886I Ромашкинского месторождения пробурена на заводняемом участке залежи, расстояние до нагнетательной скважины 1200 м. По обязательному комплексу в открытом стволе насыщенность песчаников в интервале 1762 - 1769 м не оценивается (рис. 23). Провели контрольный замер ИНМ в открытом стволе - все коллекторы насыщены неминерализованным фильтратом. Заполнили

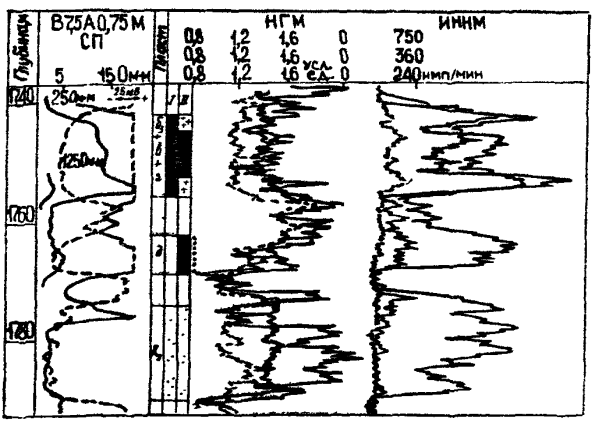


Рис. 23. Выделение нефтеносных и водоносных коллекторов по разной скорости расформирования зоны проникновения.

Песчаники: ■ - нефтеносные; ▨ - заводненные закачиваемой водой; ▩ - водонасыщенные; ⋮ - интервал перфорации. Оценка насыщенности коллекторов: I - по стандартному методу; II - по нейтронным методам.

эту часть ствола промывочной жидкостью с добавкой II г/л борного ангидрида, спустили и зацементировали колонну, повторили исследования - во всех коллекторах отмечается проникновение борсодержащего раствора. При последующих замерах существенных изменений ИНМ в интервале I762 - I769 м не наблюдается, этот пласт не содержит подвижной воды, способной вытеснить борсодержащий фильтрат, т.е. пласт нефтеносный. Его вскрыли перфорацией и получили безводную нефть. В нижележащем пласте по НГМ четко отмечается вытеснение борсодержащего фильтрата высокоминерализованной водой.

4.9. При переводе добывающей скважины под нагнетание (КР6) обязательными являются исследования гидродинамическим расходомером и высокочувствительным термометром, которые позволяют выделить отдающие (принимающие) интервалы и оценить степень герметичности заколонного пространства. Принятию решения о переводе добывающей скважины, ввиду высокой обводненности продукции, в пьезометрическую, консервации ее или ликвидации должны предшествовать исследования, предусмотренные в п. 2.2.5. Перевод добывающей скважины в контрольную, как правило, не оправдан, поскольку по исследованию в пластах, вскрытых перфорацией, сложно осуществлять контроль за выработкой запасов.

4.IO. Результаты ремонтных работ с целью увеличения и восстановления производительности и приемистости скважины (КРI2), выравнивания профиля приемистости (КРI3), дополнительной перфорации (КРI4) оцениваются по сопоставлению замеров высокочувствительным термометром и гидродинамическим расходомером, которые необходимо проводить до и после завершения ремонтных работ в добывающих (фонтанных, газлифтных) и нагнетательных скважинах. В случае закачки в пласт соединений и веществ, которые отличаются по нейтронным параметрам от скелета породы и насыщающей ее жидкости, рекомендуется дополнительно провести исследования импульсными нейтронными методами до и после ремонта скважины.

5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ РЕМОНТЕ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

5.I. Значительная часть задач по содержанию и способам их решения подобна рассмотренным для добывающих скважин (выделение интервала негерметичности колонны, определение глубины установки различного оборудования, обнаружение межпластовых перетоков при герметичной обсадной колонне и др.). Однако способы решения от-

дельных задач учитывают особенности работы нагнетательных скважин. К таким относятся применение термометрии, нейтронных методов, радиоактивных изотопов для выделения интервалов заколонной циркуляции, оценка герметичности обсадной колонны при работе скважины на самоизлив.

Учитывая влияние работы нагнетательной скважины на строение теплового поля, необходимо, чтобы зумпф скважины был не менее 20 м, минимальное время остановки для восстановления теплового поля для скважин, работающих более года, составляет 24-48 ч. В период остановки скважины и проведения термометрии герметизация устья должна исключать возможность движения жидкости в стволе скважины. Режимы измерений и требования к чувствительности аппаратуры остаются такими же, как и при решении аналогичных задач в добывающих скважинах.

5.2. Исследования технического состояния начинаются с замера температуры по стволу остановленной скважины со скоростью $V = 2000/T$ в масштабе глубин 1:500, температуры $0,1^{\circ}C/см$. Наличие аномалий, не связанных с изменением температуры, обусловленной естественным тепловым полем, указывает на негерметичность колонны или заколонные перетоки. Регистрация диаграмм ГК, кроме привязки глубин к разрезу, в ряде случаев позволяет выделить интервалы увеличения естественной гамма-активности, которые соответствуют интервалам нарушения герметичности колонны. Это особенно характерно при закачке сточных вод, когда в интервалах ухода воды через повреждения в колонне отлагаются соли повышенной радиоактивности.

После анализа измерений по стволу скважины принимают решение о проведении детальных исследований с целью локализации интервалов негереметичности колонны. Одним из способов решения задачи являются исследования термометром, расходомером и локатором муфт при задавке в скважину жидкости или возбуждении после изоляции пластов, вскрытых перфорацией, как описано для добывающей скважины (см. п.3.7).

В нагнетательных скважинах эту же задачу можно решить путем проведения исследований в процессе самоизлива. Измерение температуры следует начинать через 1 ч после пуска скважины на самоизлив. Против интервалов негерметичности на термограмме будут наблюдаться аномалии, обусловленные разогревом за счет дроссельного эффекта или изменением температуры при калориметрическом смешивании поступающей в ствол воды и восходящего потока. Рас-

смотренная величина изменения температуры, в частности, зависит от интенсивности самоизлива. Поэтому термометрию целесообразно проводить при 2-3 различных режимах самоизлива для подтверждения приуроченности выделенной термоаномалии к месту негерметичности колонны. Регистрацию температуры следует начинать через I ч после изменения режима самоизлива. Положение выявленных интервалов негерметичности уточняется по замерам расходомером и локатором муфт.

5.3. Исследование технического состояния колонны в интервале, перекрытом НКТ, проводят, в основном, по той же технологии (см.п.5.2).Отличия заключаются в следующем. Если основное количество закачиваемой по НКТ воды поступает к интервалу нарушения колонны по межтрубному пространству, то при замере в работающей или остановленной скважине после выхода термометра из НКТ будет наблюдаться рост температуры, т.е. ввиду негерметичности колонны ствол скважины ниже НКТ не охлаждается потоком закачиваемой воды.

При спущенных НКТ пласты, вскрытые перфорацией, не изолируются от ствола скважины,и поэтому поиск интервала негерметичности возможен только на режиме самоизлива (см. п.5.2). Время начала измерения после пуска скважины на самоизлив или после изменения режима самоизлива увеличивается до 2 ч, что необходимо для передачи термоэффекта по радиусу скважины от места нарушения колонны в НКТ, в которых производятся измерения температуры. В выявленных интервалах негерметичности необходимо провести замеры расходомером, чтобы определить, вызваны ли термоаномалии негерметичностью колонны или НКТ. Если на основании полученных результатов принимается решение о проведении изоляционных работ, то глубину нарушения герметичности и ее размеры можно уточнить после извлечения НКТ описанными выше способами.

5.4. Для определения качества изоляции заколонного пространства и выделения заколонной циркуляции в интервале объекта разработки эффективно применение термометрии. Наиболее просто задача решается при оценке герметичности заколонного пространства ниже интервала пласта, вскрытого перфорацией, т.е. в части ствола, где поток закачиваемой воды при герметичном затрубном пространстве не будет оказывать влияния на тепловое поле в стволе скважины. В качестве дополнительных исследований эффективно применение импульсных нейтронных методов на месторождениях, где закачиваемая вода резко отличается по минерализации от пластовой.

Выделение интервала заколонной циркуляции показано на примере скв. 4157 Арланского месторождения, которая была переведена из добывающей в нагнетательную. Перфорацией вскрыто два пласта, залегающих в интервалах 1267,2 - 1268,9 и 1269,2 - 1271 м(рис.24). Замер термометром проводился сразу после остановки скважины. В интервале нижнего пласта отмечается увеличение температуры за счет дроссельного эффекта. Большая мощность интервала аномального изменения температуры свидетельствует, что дроссельный эффект связан не только с закачкой воды непосредственно в пласт, вскрытый перфорацией, но и с заколонной циркуляцией в коллектор, залегающий ниже в интервале 1276,4 - 1288 м. Этот результат подтверждается исследованиями импульсным нейтронным методом. Первый замер проведен, когда скважина была добывающей. В пласте, не вскрытом

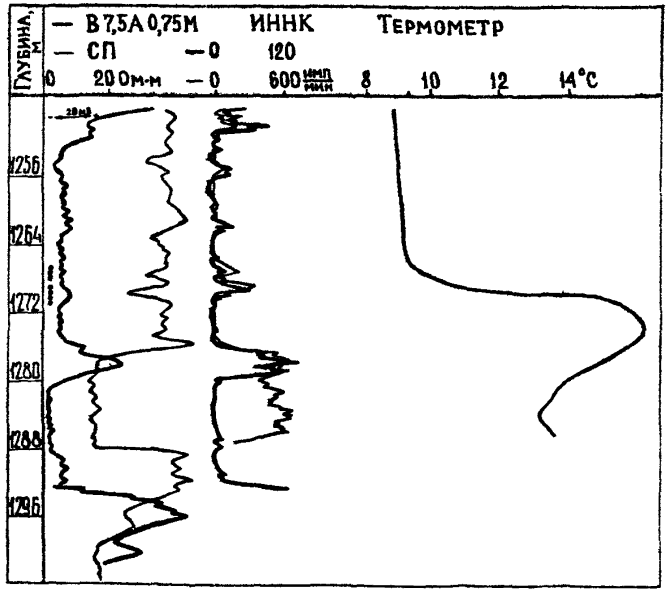


Рис. 24. Выделение интервала затрубной циркуляции комплексом ИННК, термометрия:
⋮ - интервал перфорации.

перфорацией, четко выделяется ВНК на глубине 1280 м. Скважина работала без воды, т.е. заколонное пространство было герметично. Второй замер проведен после перевода скважины под нагнетание. Увеличение регистрируемой интенсивности в водоносной части, не вскрытой перфорацией, свидетельствует о поступлении слабоминерализованной закачиваемой воды в интервал 1280 - 1288 м ввиду нарушения герметичности заколонного пространства после перевода скважины под нагнетание.

Заколонная циркуляция может быть установлена по наличию в разрезе охлажденных пластов, расположенных выше или ниже интервалов перфорации. После остановки скважины на 1-2 сут в интервале этих пластов температура будет восстанавливаться значительно медленнее, чем в интервале вмещающих пород, представленных неколлектором. Применение термометрии в остановленных скважинах и импульсных нейтронных методов одинаково эффективно при выделении заколонной циркуляции как вверх, так и вниз от интервала перфорации. Однако при этом необходимо учитывать возможность охлаждения пластов, не вскрытых перфорацией, или подхода по ним фронта слабоминерализованной воды за счет работы соседних нагнетательных скважин.

Обязательный комплекс включает исследования расходомером, которые необходимы для оценки герметичности колонны в исследуемом интервале. Распределение по мощности пласта, вскрытого перфорацией, приемистости при нагнетании или отдачи при самоизливе можно использовать в качестве дополнительной информации при выявлении заколонной циркуляции вверх или вниз от интервала перфорации.

5.5. При существующих требованиях безопасного ведения работ и охраны окружающей среды нагнетательные скважины являются по существу единственным объектом применения радиоактивных изотопов для контроля технического состояния скважин. Особо регламентируются работы с применением долгоживущих изотопов, план на каждое исследование необходимо согласовывать с органами санитарного надзора.

Радиоактивные изотопы применяются главным образом для выделения заколонной циркуляции вверх от интервала перфорации и вниз при недостаточном зумфе в скважине, т.е. когда по термометрии сложно оценить техническое состояние скважины в интервале разработки. Исследования можно проводить в скважинах, приемистость которых более 0,2 $м^3/ч$ при давлении на устье 8 МПа. НКТ

должны быть расположены на 100 - 150 м выше интервала исследования.

Долгоживущие изотопы (Zr-95) обычно адсорбируются при контакте с цементом и скелетом породы. Снимают контрольную кривую ГК, закачивают радиоактивный изотоп, продавливают его расчетным количеством воды и регистрируют 2-3 диаграммы ГК. При сопоставлении с контрольным замером повышением гамма-активности выделяются пласты, вскрытые перфорацией, принявшие воду, интервал заколонного движения воды и пласт, в который вода поступает по заколонному пространству.

Предпочтительнее применять короткоживущий изотоп Na-24, но этот изотоп не адсорбируется на цементе и в пласте. Поэтому после снятия контрольного замера ГК прибор устанавливают на 100 м выше пласта, вскрытого перфорацией, прослеживают прохождение в пласт изотопа и сразу регистрируют вторую диаграмму ГК. Пласты, не вскрытые перфорацией и расположенные в интервале заколонной циркуляции, будут выделяться повышением гамма-активности. Закачку

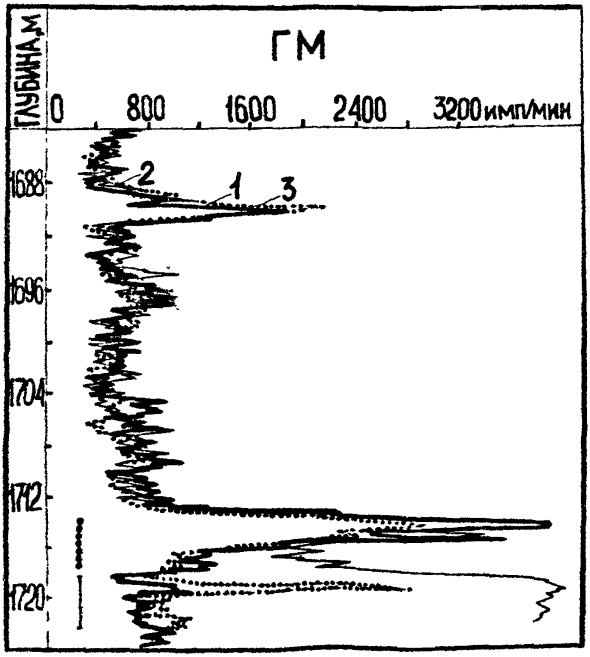


Рис.25. Применение метода радиоактивных изотопов для выделения затрубной циркуляции в скв. 5136 Алькеевской площади:
⋮ - интервал перфорации;
I - интервал заколонной циркуляции.

воды продолжают до получения диаграммы ГК, повторяющей контрольный замер.

Изотоп Na-24 получают путем активации раствора соды $NaHCO_3$ в передвижной установке ТАУ-I, разработанной ВНИИГИС и трестом Татнефтегеофизика.

Пример закачки Na-24 для выделения интервала заколонной циркуляции показан на рис. 25. Ранее в скважину закачивали долгоживущие изотопы, и на контрольном замере интервал перфорации выделялся высокими значениями гамма-активности (кривая I). На диаграммах ГК, зарегистрированных после поступления изотопа в интервал перфорации (кривая 2), выделяется интервал заколонной циркуляции (I7I6,8 - I7I9,4 м), и максимальные значения ГК соответствуют пласту, расположенному в интервале заколонной циркуляции и принявшему активированный раствор. В процессе последующей закачки 2,5 $м^3$ воды основная часть изотопа была вытеснена за пределы радиуса исследования методом ГК (кривая 3). Зумпф в скважине около I0 м, и по термометру оценить техническое состояние скважины сложно.

6. ЭТАЛОНИРОВКА АППАРАТУРЫ

6.I. Скважинные расходомеры

В процессе эксплуатации, после ремонта расходомеры необходимо периодически поверять с целью определения градуировочных характеристик и метрологических параметров. Градуировка расходомеров проводится в трубах с внутренним диаметром I30±I и I50±I мм при восходящем потоке. Длина труб испытательного участка перед проточной частью расходомера должна быть не менее I000 мм. По результатам измерений строится зависимость выходного сигнала в герцах или импульсах в минуту от величины расхода. Номинальные значения расходов в контрольных точках должны соответствовать нижнему пределу измерения расходомера, удвоенному пределу, 30, 60 и I00% от величины верхнего предела измерения. Допускается отклонение фактического расхода от заданного на ±5%.

Основная приведенная погрешность определяется ежеквартально, а также после каждого ремонта или смены пакера. Условия и средства поверки такие же, как и при определении градуировочной характеристики.

Основная приведенная погрешность j определяется в каждой контрольной точке и равна отношению разности между значениями

расходов, полученными по градуировочной характеристике Q_1, и действительными значениями, полученными по мерной емкости Q_2, к верхнему пределу измерения Q_{max}. Максимальное значение погрешности не должно превышать значения, приведенного в техническом паспорте.

Градуирование беспакерных расходомеров можно проводить непосредственно в работающей скважине путем протяжки прибора при различных скоростях навстречу потоку. Измерения проводят в неперфорированной части колонны, диаметр которой остается постоянным во всем интервале исследований (контролируют по толщиномеру СГДТ-2, СГДТ-3 или микрокаверномеру).

Скорость потока при регистрации непрерывных расходограмм на различных скоростях протяжки прибора определяется графическим способом: по оси абсцисс откладывают скорости перемещения прибора в метрах в час, по оси ординат - показания прибора в импульсах в минуту. Через полученные точки проводят осредняющую прямую, пересечение которой с осью абсцисс дает значение скорости потока в выбранном масштабе.

Применяется способ градуирования расходомеров в остановленной скважине на протяжке прибора со скоростями от 200 до 5000 м/ч. На 4-5 различных скоростях снимают показания расходомера и строят зависимость их от скорости перемещения прибора. В дальнейшем эта градуировочная зависимость используется для определения скорости потока при измерениях в действующих скважинах. В интервале, выбранном для градуировки, не должно быть отложений парафина, и жидкость в колонне должна быть однородной по составу.

6.2. Скважинные плотномеры

Градуирование прибора проводится ежеквартально, а также после ремонта, замены источника или индикатора. Установка для градуировки и поверки представляет собой набор сосудов из трубы диаметром 146 или 168 мм длиной 1400 мм. Для градуировки используются 5 сред (жидкостей) различной плотности.

Наименование среды (жидкости)	Плотность, г/см^3
Топливо дизельное	0,8
Масло трансформаторное	0,884
Вода питьевая	1,0
Вода соленая- вода питьевая с содержанием поваренной соли 150 г/л	1,1
-"- 320 г/л	1,2

Объем каждой среды должен быть не менее 10 л.

Градуировочная кривая представляет собой зависимость отношения интенсивности, зарегистрированной при заполнении установки данной жидкостью, к интенсивности в пресной воде от плотности жидкости. В период измерения плотность жидкости контролируется по замеру ареометром. Основная приведенная погрешность равна отношению разности между значениями плотности по плотномеру и ареометру к максимальному значению плотности жидкости равной 1,2 г/см^3. Стабильность прибора оценивается по замерам через каждые 2 ч в течение 8 ч непрерывной работы. Разброс показаний не должен превышать величину приведенной погрешности, указанной в техническом паспорте.

6.3. Скважинный влагомер

Градуировку прибора проводят в вертикальной трубе, к которой подведены патрубки для подачи и отвода водонефтяной смеси. Водонефтяная смесь приготавливается на нефти данного месторождения в буферной емкости, соединенной с патрубками. Измерения влагомером проводят при заполнении установки безводной нефтью $f_н$, водой $f_в$ и в процессе прокачки водонефтяных смесей с различным содержанием воды f. Градуировочный график представляет собой зависимость относительного разностного параметра от процентного содержания воды f^* в смеси

$$f^* = \frac{f - f_н}{f_в - f_н}.$$

Одновременно оценивается влияние температуры на показания прибора во всем температурном диапазоне через каждые 5°С. Полученную зависимость используют для определения содержания воды в продукции при исследовании в действующих скважинах.

По результатам измерений вычисляют основную приведенную погрешность

$$\delta = \pm \frac{W_{пр\,i} - W_{g\,i}}{W_{max}},$$

где $W_{пр\,i}, W_{g\,i}$ – соответственно замеренное влагомером и истинное содержание воды в смеси;

W_{max} – содержание воды в смеси, соответствующее верхнему пределу измерений (обычно около 60%).

При отсутствии рассмотренной установки градуировка влагомеров проводится по трем средам – по нефти данного месторождения, воде и воздуху при окружающей температуре среды 20°С.

6.4. Скважинный термометр

Градуируют в жидкостном термостате с высотой рабочей камеры 1800 мм. Для установки температуры 5°С используется лед, до тем-

пературы 95°С-водопроводная вода, свыше 95°С – трансформаторное масло. Нестабильность и неоднородность температуры рабочей жидкости термостата должна быть не более ±0,25°С.

Градуировочный график представляет зависимость показаний скважинного термометра от температуры, замеренной ртутным термометром. При выпуске из производства или после ремонта температура в контрольных точках должна соответствовать 5, 20, 40, 60, 80, 100, 120°С, при ежеквартальных поверках 20, 80 и 120°С. Допускается максимальное значение температуры в контрольных точках снижать до максимального значения температуры пластов конкретных месторождений. Время термостатирования перед измерением в каждой точке не менее 15 мин, число измерений не менее 3.

Для определения тепловой инерционности термометра необходимо два термостата с трансформаторным маслом, разница температур в которых составляет 2-5°С. Определяют показания прибора в каждом термостате (T_1 и T_2). Затем после выдержки в одном из термостатов около 5 мин прибор в течение 1-2 с перемещают в другой термостат и определяют время, равное тепловой инерционности τ, в течение которого показания прибора достигнут величины $T = T_1 + 0{,}63(T_2 - T_1)$. Тепловую инерционность определяют в начале, середине и конце рабочего диапазона температур и вычисляют среднее арифметическое значение $\tau_{ср}$. Основная приведенная погрешность равна отношению максимальной погрешности в контрольной точке к верхнему пределу измерения скважинного термометра.

6.5. Скважинный индукционный резистивиметр

Градуировку проводят после каждого ремонта и в процессе эксплуатации не реже одного раза в квартал в вертикальной трубе диаметром не менее 150 мм в трех растворах NaCl различной концентрации, имеющих при комнатной температуре удельную проводимость соответственно 0,1 – 0,3; 1 – 3; 20 – 30 См/м. Удельная проводимость растворов NaCl определяется с помощью образцовых поверхностных кондуктометров, имеющих класс точности не менее 1,0 (например, КЛ-1-2; КЛБ-1). В случае отсутствия образцового кондуктометра градуировка проводится с использованием 0,1N; 0,2N; 4N растворов соли NaCl в дистиллированной воде (таблицы 1, 2).

Таблица 1

Раствор (на расчета 5 л)	Компоненты	
	NaCl,г	H_2O ,г
Слабый	2,922	4996
Средний	58,44	4941
Насыщенн	1166,8	3881

Таблица 2

Температура, °С	Удельное электрическое сопротивление растворов, Ом·м		
	0,01N	0,2N	4N
18	9,83	0,5712	0,0463
19	9,7	0,56	0,0453
20	9,5	0,55	0,0443
21	9,3	0,54	0,0433
22	9,0	0,53	0,0424
23	8,8	0,52	0,0415
24	8,6	0,51	0,0406
25	8,43	0,4925	0,0398

Прибор при градуировке устанавливается по центру трубы.

Целью градуировки является контроль постоянной датчика и величины стандарт-сигнала. По результатам измерений рассчитывается постоянная датчика для каждого раствора согласно формуле

$$K = \rho_p / R_т ,$$

где ρ_p – удельное сопротивление раствора, определенное скважинным кондуктометром (резистивиметром);

$R_т$ – сопротивление на образцовом магазине сопротивлений, эквивалентное по своему значению сопротивлению раствора.

По результатам трех измерений определяют среднее значение и уточняют величину стандарт-сигнала согласно формуле

$$\sigma_{с.с} = \frac{f}{K \cdot R_{сс}} ,$$

где $\sigma_{с.с}$ – величина стандарт-сигнала;

$R_{с.с}$ – значение сопротивления на образцовом магазине сопротивлений, эквивалентное стандарт-сигналу.

Значения K_1, K_2, K_3, определенные в трех растворах, не должны отличаться между собой более чем на ±0,0002 м.

7. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

Выполнение всех видов работ, оговоренных настоящим руководством, предусматривает обязательное соблюдение

– "Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности", утвержденных Госгортехнадзором СССР 31 января 1974 г.;

– "Основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений", утвержденных главным санитарным врачом СССР 10 апреля 1972 г. № 950-72 (ОСП-72);

– "Санитарных правил работы с закрытыми изотопными источниками ионизирующих излучений при радиометрических исследованиях разрезов буровых скважин", утвержденных заместителем главного санитарного врача СССР 27 декабря 1973 г. № 1136-73 (СП-73);

– "Правил разработки нефтяных месторождений и эксплуатационных скважин", утвержденных Государственным комитетом химической и нефтяной промышленности при Госплане СССР 25 декабря 1963 г.;

– "Инструкции по безопасности работ при разведке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих сероводород", утвержденной Госгортехнадзором СССР и Миннефтепромом в 1977 г.

При проведении совместных работ на скважине бригадой КРС и геофизической партией в целях безопасности труда необходимо ознакомить всех участвующих с возможными опасными ситуациями и мерами предосторожности, схемой расстановки агрегатов у устья скважины, порядком подачи команд и назначением условных сигналов.

Члены бригады КРС должны быть проинструктированы начальником геофизической партии (отряда) по безопасному ведению геофизических работ, а работники геофизической партии – мастером КРС по технике безопасности с отметкой в журнале инструктажа.

При геофизических работах в скважинах, содержащих сероводород, перед проведением исследований скважина должна быть задавлена жидкостью, обработанной нитрализатором. При возможности выделения из скважины сероводорода работы необходимо проводить при герметизированном устье через лубрикатор с сальниковым устройством. Извлекать прибор из скважины и разбирать его необходимо в фильтрующем противогазе с одновременным замером концентрации сероводорода переносными газоанализаторами УГ-2 или ГХ-4 непосредственно у рабочего места. На скважине должен быть необходимый запас воды для непрерывной омывки геофизического кабеля и поднимаемых скважинных приборов. Все работники геофизической партии должны иметь при себе индивидуальный, исправный и готовый к использованию фильтрующий противогаз.

Геофизическая партия должна быть обеспечена переносным газоанализатором, и в ней должно быть назначено ответственное лицо по отбору проб воздуха и определению концентрации сероводорода в воздухе. Разрешение на выезд геофизической партии на скважину, в продукции которой имеется сероводород, дает главный инженер предприятия или его заместитель после проверки готовности партии к выполнению работ с оформлением соответствующего акта.

Приложение I

ЗАЯВКА

на проведение промыслово-геофизических исследований при капитальном ремонте скважин

"___" _____ I9____ г.

I. Заказчик _____

2. Подрядчик _____

3. Куст № _____ Скважина № _____ Площадь _____

4. Маршрут следования _____

5. Время готовности скважины к проведению исследований _____

_____ _____
(дата, час)

6. Цель исследований _____

_____

7. Объем и сроки представления заключения по результатам исследований _____

Данные по скважине

I. Категория скважины _____

2. Забой, м: пробуренный _____
искусственный _____

3. Расстояние от ротора до муфты, м _____

4. Перфорация, тип _____ интервал, м _____

_____

5. Диаметры, мм: колонны _____
НКТ _____
насоса _____
хвостовика _____
отверстия в планшайбе _____

6. Глубина спуска, м: НКТ _____
насоса _____
хвостовика _____

7. Наличие электроэнергии _____

8. Способ эксплуатации _____

9. Время остановки скважины _____

I0. Текущий дебит, приемистость, $м^3$/сут _____
обводненность, % _____
плотность, г/$см^3$: воды _____, нефти _____

II. Предполагаемый режим воздействия на скважину при исследовании _____
(закачка жидкости от агрегата, водовода,
_____
на изливе, возбуждение компрессором и др.)

I2. Другие данные по скважине _____
_____

I3. Комплекс и интервалы исследований _____
_____
_____

Представитель заказчика _____
(должность, ф.и.о., дата)

Заявка принята _____
(должность, ф.и.о., дата)

Приложение 2

_____
(Наименование организации)

А К Т

о готовности скважины к проведению промыслово-геофизических исследований при капитальном ремонте "____"_____19____г.

Куст № _____, скважина № _____, площадь _____

Мы, нижеподписавшиеся _____

_____
(представители заказчика: мастер, электрик)

составили настоящий акт о том, что нами проверена готовность скважины к промыслово-геофизическим исследованиям.

В результате проверки установлено:

1. Для установки каротажных станций, подъемника подготовлена _____ рабочая площадка и подъездные пути к ней.
(имеется или не имеется)
2. Состояние электрооборудования _____
(исправно или неисправно,
_____
указать наличие розетки, заземления)
3. Состояние устьевого оборудования _____
(исправны или неисправны
_____
задвижки, площадка и лестница,
_____
указать наличие манометра и т.д.)
4. Наличие воронки на конце НКТ _____
5. Последний спуск-подъем приборов проводился _____
_____
(нормально или были затяжки и на какой глубине)
6. Отверстие в эксцентрической планшайбе не закрыто устьевым оборудованием, установить спуско-подъемный механизм можно
_____
_____
_____

7. Устьевое оборудование позволяет установить сальниковое устройство.
8. Для сбора жидкости имеется линия сброса, емкость или оборудованный амбар.

Представитель заказчика _____
(должность, ф.и.о., подпись)

Акт готовности скважины и оборудования к промыслово-геофизическим исследованиям вручен начальнику партии в _____ ч "___"_____19___г.

Начальник партии _____
(должность, ф.и.о., подпись)

Приложение 3

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
УПРАВЛЕНИЕ ПРОМЫСЛОВОЙ И ПОЛЕВОЙ ГЕОФИЗИКИ

Трест _____
Промыслово-геофизическая контора (экспедиция) _____

УТВЕРЖДАЮ
Гл.геолог конторы (экспедиции)
_____
"___" _____ 19__ г.

З А К Л Ю Ч Е Н И Е

ПО КОМПЛЕКСУ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ

Скважина № _____ Куст № _____ Площадь _____ Объединение _____ Заказчик _____
Цель исследований _____ Условия измерений _____ (через НКТ, затрубье)
Категория скважины _____ Ввод в эксплуатацию _____ Режим эксплуатации _____
Забой _____ м, диаметр скважины _____ мм, колонна глубина, м _____, НКТ глубина, м _____ диаметр, мм _____ диаметр, мм _____
Интервал перфорации _____ Дата перфорации _____ Тип перфорации _____
Дебит жидкости _____ $м^3$/сут, обводненность _____ %, плотность воды _____ $г/см^3$

I. В СКВАЖИНЕ ПРОВЕДЕНЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Методы	Масштаб	Границы интервала исследований, м	Дата исследования	Качество материалов	Замечания по комплексу ГИС
I	2	3	4	5	6

2. НЕЙТРОННЫЕ МЕТОДЫ

Индекс пласта	Глубина залегания, м		Мощность, м	Характеристика насыщенности	
	кровли	подошвы		на _____ (дата)	на _____ (дата)
I	2	3	4	5	6

3. ИССЛЕДОВАНИЯ ПОТОКА И СОСТАВА ЖИДКОСТИ В СТВОЛЕ

Индекс пласта	Интервал, м		Работающая мощность пласта, отн.ед.		Участие пласта в работе скважины		
	перфорации	работающий	на _____ (дата)	на _____ (дата)	в долях ед.от поступающей жидкости на _____ (дата)	на _____ (дата)	$м^3$/сут
I	2	3	4	5	6	7	8

Интервалы поступления воды _____

Причина обводнения _____

Источник поступления воды _____

Замечания _____

_____

Примечание. Заключение по исследованию технического состояния скважины излагается в произвольной форме и должно содержать описание всех операций, проведенных на скважине.

Интерпретатор _____ Начальник КИП _____

Пояснения к "Заключению"

I. При представлении общих сведений об объекте исследования необходимо руководствоваться следующими правилами.

В графе "Забой" указывается глубина, достигнутая в процессе проведения геофизических исследований. В графе "Глубина спуска НКТ" - то же, если башмак НКТ расположен в интервале исследования, в других случаях глубина приводится по данным заказчика. В графе "Категория скважины" - фонтанная, механизированная (с указанием оборудования - ШГН, ЭЦН и др.), нагнетательная, контрольная, пьезометрическая и т.п. Графа "Дебит жидкости" заполняется в том случае, когда исследования проводились в процессе работы скважины. Графы "Обводненность" и "Плотность воды" - в период исследований или перед остановкой скважины. Графа "Интервал перфорации" заполняется по данным заказчика, если же геофизические исследования их уточняют, то это указывается в тексте заключения.

2. Характер насыщенности пластов обычно оценивают по измерениям комплексом стационарных и импульсных нейтронных методов. Результаты интерпретации заносят в раздел 2 "Нейтронные методы".

При заполнении граф 5 и 6 использовать термины нефтеносен, водоносен, заводнен пластовой водой, заводнен закачиваемой водой, отток нефти в ранее заводненный коллектор, то же в водонасыщенный, то же в газонасыщенный, замещение нефти газом, замещение воды газом, не определяется.

В разделе 2 "Нейтронные методы" в графе 5 и в разделе 3 "Исследования потока и состава жидкости в стволе" в графах 4 и 6 указываются даты предыдущих исследований, а в графе 6 и графах 5 и 7 соответственно - дата исследований, по которым выдается заключение.

3. Участие пластов в работе скважины, состав поступающей из них жидкости, причины обводнения продукции и источник поступления воды определяют по измерениям в работающей скважине механическими и термокондуктивными дебитомерами, влагомером, плотномером, термометром, резистивиметром. Результаты интерпретации этих исследований заносят в графы 2 - 8 раздела 3 "Исследования потока и состава жидкости в стволе". Графа 8 заполняется для скважин с дебитом (приемистостью) более 200 $м^3$/сут. В графе "Источник поступления воды" указывается интервал пласта, из которого вода поступает в скважину

4. В случае необходимости в заключении могут быть высказаны замечания по подготовке скважин к измерениям, причины невыполнения всего комплекса измерений.

Приложение 4

К О М П Л Е К С

геофизических исследований для решения задач капитального ремонта скважин

п/п	Задача	Условия измерений				Комплекс исследований	
						основной	дополнительный
	2	3				4	5
	Источник обводнения в интервале объекта разработки	I. Скважина работающая или с компрессором	пласт перфорирован	обводненность продукции менее 90%	минерализация воды менее 100 г/л	Термометрия, расходометрия (мех) плотнометрия, влагометрия или резистивиметрия (индукц.)	Расходометрия (термокондукт.)
		2. -"-	-"-	более 90%	-"-	Термометрия, расходометрия (мех.)	Резистивиметрия (индукц.), расходометрия (термоконд.)
		3. -"-	-"-		более 100 г/л	п п.I, 2	Импульсный нейтронный метод
		4. -"-	пласт с подошвенной водой частично вскрыт перфорацией		-"-	п п.I, 2, импульсный нейтронный метод	
		5. Скважина остановлена	-"-		-"-	Импульсный нейтронный метод	
2.	Заводненная мощность коллектора	I. Скважина остановлена	пласт перфорирован		более 100 г/л	Импульсный нейтронный метод	То же при закачке в пласт неминерализованной воды

I	2	3			4	5
		2. Скважина остановлена	пласт перфорирован	минерализация воды менее 50 г/л	То же при закачке в пласт высокоминерализованной воды (более 100 г/л)	
		3. -"-	пласт неперфорирован	более 50 г/л	Импульсный нейтронный метод	
		4. -"-	-"-	менее 50 г/л		Термометрия
3.	Остаточная нефтенасыщенность		пласт перфорирован			Импульсный нейтронный метод при закачке двух растворов разной минерализации
4.	Интервал негерметичности колонны	I. Добывающая с компрессором			Расходометрия (мех. или термоконд.), термометрия	
		2. Добывающая при заданке			Термометрия или резистивиметрия (токовая)	
		3. Нагнетательная	в остановленной и при закачке по колонне		Термометрия, расходометрия (мех.)	Гамма-каротаж, расходометрия (термоконд.)
		4. -"-	в остановленной и на изливе		-"-	-"-

Продолжение приложения 4

№ п/п	Задача	Условия измерения		Комплекс исследований: основной	Комплекс исследований: дополнительный
I	2	3		4	5
5.	Интервал заколонной циркуляции в нагнетательных скважинах	I. Нагнетательная	Минерализация пластовой воды менее 50 г/л	Термометрия, расходометрия (мех.)	Гамма-каротаж, закачка радиоактивных изотопов
		2. -"-	более 100 г/л	-"-	Гамма-каротаж, импульсный нейтронный метод
6.	Заколонный переток	I. Жидкости		Термометрия	
		2. Газа		Термометрия, нейтронный каротаж	
7.	Уровень жидкости в межтрубном пространстве	I. Замер через НКТ		Гамма-гамма-метод	Нейтронный или нейтронный-гамма-каротаж
		2. Замер по межтрубью или колонне		Влагометрия или резистивиметрия	Плотнометрия
8.	Глубина установки оборудования	I. Пакерующие устройства на обсадной колонне		Гамма-гамма цементометрия	
		2. То же на насосно-компрессорных трубах		Гамма-гамма-метод	Нейтронный или нейтронный гамма-каротаж
		3. Подвеска насосно-компрессорных труб		Локация муфт	Различные методы попутно с решением основных задач
		4. Забой скважины		-"-	

gost.e-ecolog.ru