МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ (ВНИИ)

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ

Р У К О В О Д С Т В О

ПО ПРИМЕНЕНИЮ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

РД 39-4-699-82

Москва, 1982

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ (ВНИИ)

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ

Р У К О В О Д С Т В О

ПО ПРИМЕНЕНИЮ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

РД 39-4-699-82

Москва, 1982

"Руководство" создано по заданию Миннефтепрома Всесоюзным нефтегазовым научно-исследовательским институтом и Всесоюзным научно-исследовательским институтом нефтепромысловой геофизики. "Руководство" предназначено для геолого-промыслового персонала нефтедобывающих предприятий, а также для специалистов, занятых проектированием и контролем разработки нефтяных месторождений.

В "Руководстве" отражено современное состояние методов, применяемых для решения задач контроля разработки. При составлении "Руководства" учтены замечания и предложения производственных объединений и геофизических предприятий отрасли.

Составители: Сунтанов Т.А., Свалов А.В., Васильевский В.Н., Басин Я.Н., Вахитов Г.Г., Иванчук Л.Ф., Ковалев А.Г., Мамуна В.Н., Гаттенбергер Ю.П., Кузьмин В.М., Хувагин И.Г., Труфанов В.В., Рябов Б.М., Габдуллин Т.Г., Комляк В.А., Прямов П.А., Бернштейн Д.А., Арбузов В.М., Красильников А.А., Бухин И.И., Дворецкий В.Г., Портнов В.И., Камалов Ф.Х.

В составлении "Руководства" принимали участие: Беклемишева А.Е., Калугина Н.Я., Алымова В.И., Моисеенко А.П., Десятникова Г.А., Кинякова В.Ф.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РУКОВОДСТВО

по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений

РД 39-4-699-82

Приказом Министерства нефтяной промышленности № 227 от 6 мая 1982 г.

Срок введения установлен с 1 мая 1982 года

Руководство создано с целью освещения современного состояния методов, применяемых при контроле разработки нефтяных месторождений для более широкого и эффективного использования их в геолого-промысловой практике.

Разработка нефтяных месторождений Союза осуществляется в соответствии со схемами или проектами, которые в большинстве случаев предусматривают воздействие на залежи с целью более интенсивного и полного извлечения запасов нефти. Для управления процессами разработки, происходящими в сложных пластовых системах, необходима достоверная информация о характеристиках этих процессов, позволяющая оценивать эффективность применяемых систем разработки, осуществлять регулирование этих процессов и своевременно корректировать проектные решения задач разработки.

Основные методы, используемые для получения информации о процессах разработки месторождений нефти - гидродинамические, геофизические и лабораторные методы исследования пластов и скважин. Для их эффективного использования необходимо учитывать возможности и ограничения каждого метода для решения

конкретных задач контроля.

В настоящем руководстве не даются описания физических основ применяемых методов, которые описаны в ряде учебников и специальных книг, а также требования к аппаратуре, порядок работы с ней и оформление первичной документации, регламентируемые соответствующими руководствами и инструкциями.

Руководство рассчитано на геолого-промысловый персонал нефтедобывающих предприятий, а также на специалистов, занятых проектированием и контролем разработки нефтяных месторождений.

I. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

I.I. Контроль за разработкой нефтяных месторождений осуществляется в целях:

- выявления фактической технологической и экономической эффективности как систем разработки месторождений (залежей) в целом, так и отдельных технологических решений, используемых в этих системах, включая мероприятия по их регулированию;

- получения информации, необходимой для оптимизации осуществляемых процессов разработки и проектирования мероприятий по их усовершенствованию.

В соответствии с этими целями основные задачи контроля в наиболее общем виде сводятся:

- к исследованию характеристик процессов выработки запасов нефти на основе уточняющихся представлений о геологическом строении и свойствах залежей;

- к определению показателей, характеризующих эффективность систем разработки или к получению первичной информации, позволяющей установить эти показатели.

I.2. Эффективность контроля определяется в значительной мере детальностью сведений о свойствах разрабатываемых залежей.

К основным свойствам залежей, подлежащим уточнению в процессе разбуривания месторождений, относятся геометрические характеристики (площадь, литология, эффективные и нефтенасыщенные толщины разрабатываемых пластов, начальные положения ВНК и ГНК, наличие различного рода непроницаемых вертикальных и горизонтальных границ и т.п.), коллекторские свойства и начальная насыщенность пластов, характеристики зональной и слоистой неоднородности пластов по проницаемости, начальные физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов (вязкость, плотность, газонасыщенность, давление насыщения, минерализация вод и др.), начальные пластовые давления и температуры и т.д.

На основе уточненных данных о залежах нефти методы контроля позволяют исследовать характеристики процессов, происходящих в пластах в процессе разработки.

Основными показателями эффективности систем разработки и их отдельных элементов являются: текущая и предполагаемая конечная нефтеотдача пластов, уровень и динамика добычи нефти, газа и попутной воды, закачка рабочих агентов, а также экономические показатели (капитальные вложения, себестоимость и др.). Вопросы определения экономических показателей в настоящем руководстве не рассматриваются.

I.3. Информацию для целей контроля получают следующими основными способами: измерением продукции скважин на поверхности, исследованием мест притока и состава жидкости в стволе скважины и исследованием пластов в разрезе скважин. Получаемые данные позволяют решать задачи контроля на уровне как отдельных скважин (оперативные задачи), так и залежи или месторождения в целом (задачи системного контроля).

I.4. Комплекс задач контроля разработки конкретного объекта зависит от его геолого-физических особенностей и от принятой системы разработки, однако практически во всех случаях включает следующие основные задачи.

I.4.I. Контроль выработки запасов нефти путем учета продукции добывающих скважин (нефть, попутный газ, вода) и закачки рабочих агентов в нагнетательные скважины; определения положения границ внедрения вытесняющего агента, изменения положения ВНК и ГНК; изучения текущей и остаточной нефтенасыщенности пластов.

Получаемые данные используются для определения охвата залежей закачкой рабочих агентов и обводнением, для оценки полноты вытеснения нефти из пластов.

I.4.2. Контроль эксплуатационных характеристик пластов и энергетического состояния залежи путем исследования профиля притока (поглощения) для определения работающих интервалов продуктивного разреза (охвата разработкой), определения пластового давления по вскрытому разрезу, определения забойных, буферных и затрубных давлений, определения изменений физико-химических свойств добываемых жидкостей и газа (в пластовых и поверхностных условиях), определения изменений пластовой температуры.

Получаемые данные позволяют

- выявлять текущее распределение коэффициентов продуктивности, приемистости и параметров, характеризующих степень гидродинамического совершенства скважин (коэффициент совершенства, приведенный радиус, скин-эффект) для всего вскрытого разреза и отдельных его интервалов;

- изучать распределение текущей гидропроводности пластов;

- производить количественную оценку утечек нагнетаемого

рабочего агента в законтурную область или в другие пласты;

- изучать взаимодействие эксплуатируемого продуктивного горизонта с соседними по разрезу, выявлять наличие и интенсивность перетоков жидкости и газа между пластами разрабатываемого объекта.

I.4.3. Контроль технического состояния скважин и работы технологического оборудования.

I.5. В ряде случаев системы контроля должны предусматривать и решение таких задач, как выявление условий выпадения парафина и солей в пластах, в призабойной зоне и в скважинах; определение характеристик анизотропии пластов и установление безводных и безгазовых дебитов в условиях конусообразования; определение начальных градиентов сдвига (при заметном проявлении неньютоновских свойств жидкостей при фильтрации в пласте); определение характеристик трещиноватости пластов и т.п.

2. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ КОНТРОЛЕ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ

Для контроля разработки применяются гидродинамические, геофизические и лабораторные методы, которые характеризуются своими возможностями и ограничениями и комплексное использование которых позволяет получать достаточно достоверную информацию, необходимую для управления процессами разработки.

Основным источником информации во всех случаях являются исследования пластов продуктивного разреза в скважинах, дебита и состава получаемой продукции, закачки вытесняющих агентов, состояния и работы скважин и технологического оборудования. Эти исследования выполняются промысловыми, гидродинамическими и геофизическими методами. Кроме того, используются лабораторные методы анализа для исследования поднимаемых из скважин образцов керна, поверхностных и глубинных проб

нефти, газа и воды.

Рассмотрим возможности и ограничения применяемых методов контроля разработки нефтяных месторождений.

2.I. Гидродинамические методы исследований пластов и скважин

К гидродинамическим методам исследований относятся методы определения свойств или комплексных характеристик продуктивных пластов и скважин по данным экспериментальных наблюдений на изучаемых объектах взаимосвязей между дебитами скважин и определяющими их перепадами давления в пласте.

Экспериментальные наблюдения на промыслах проводят обычно в таких условиях, которые позволяют использовать для их описания известные и по возможности наиболее простые уравнения подземной гидродинамики. Обработка результатов исследований, как правило, сводится к нахождению коэффициентов этих уравнений, то есть к решению обратных задач подземной гидродинамики при определенных граничных условиях.

В нефтепромысловой практике применяются 3 основных метода гидродинамических исследований:

- метод установившихся отборов;
- метод восстановления давления;
- метод исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание).

2.I.I. Метод установившихся отборов

При исследовании этим методом непосредственно измеряется дебит добывающей скважины (или приемистость нагнетательной скважины) и соответствующее значение забытого давления последовательно на нескольких, достаточно близких к установившимся, режи-

мах эксплуатации скважины.

Метод установившихся отборов позволяет определить коэффициент продуктивности добывающей скважины (коэффициент приемистости для нагнетательной), а также оценить значение комплексного параметра - гидропроводность пласта. Для скважин, где дебит (приемистость) изменяется в зависимости от забойного перепада давлений нелинейно (трещиноватый пласт, фильтрация газированной жидкости, проявление неньютоновских свойств жидкости, отклонение от линейного закона фильтрации в призабойной зоне и др.), находится зависимость дебита от давления или депрессии. Если скважина вскрыла трещиноватый пласт, то методом установившихся отборов возможно определить коэффициент деформации трещин.

Теория метода достаточно полно разработана для случаев фильтрации однофазной жидкости и смеси двух жидкостей (нефти и воды), а также фильтрации газа и газо-жидкостной смеси.

Недостатком метода установившихся отборов является то, что для оценки гидропроводности пласта необходимо предварительно задаваться величинами некоторых параметров. Точность определений при этом значительно снижается.

2.I.2. Метод восстановления давления

Метод восстановления давления также используется для изучения гидродинамических характеристик скважин и фильтрационных свойств пластов в их районе, но в условиях ярко выраженной неустановившейся фильтрации жидкости и газа.

Наиболее простым, с точки зрения технологии исследований и обработки их результатов, является случай остановки скважины, достаточно длительное время работавшей с постоянным дебитом жидкости. Процесс промысловых исследований в случае скачкообразного изменения дебита сводится к измерению дебита до остановки и регистрации изменения давления на забое скважины. Если приток из

пласта прекращается не мгновенно (в насосной скважине, например, после отключения глубинного насоса продолжается постепенно затухающий приток в межтрубное пространство, заполненное газом), то в процессе исследования регистрируется и изменение дебита во времени.

В результате обработки материалов исследований скважины методом восстановления давления определяются комплексные параметры: гидропроводность и отношение пьезопроводности к приведенному радиусу скважины.

При исследовании методом восстановления давления наиболее точно определяется гидропроводность пласта. Коэффициент пьезопроводности и приведенный радиус скважины оцениваются с меньшей точностью, т. к. для разделения комплексного параметра, в состав которого они входят, используются недостаточно надежные данные об упругих свойствах пласта. Однако, метод восстановления давления - единственный метод расчета приведенного радиуса, важной характеристики состояния призабойной зоны скважины.

Теория метода восстановления давления достаточно полно разработана для случаев фильтрации жидкостей и газа и пока не разработана для случая фильтрации газированной жидкости.

2.I.3. Метод исследования взаимодействия скважин

Метод исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание) используется для определения осредненных значений параметров гидропроводности и пьезопроводности пластов на участках между выбранными парами исследуемых скважин в условиях неустановившейся фильтрации жидкости. При этом решается также качественная задача: установить наличие или отсутствие гидродинамической связи по пласту между забоями исследуемых скважин.

Для исследований выбираются минимум две скважины. Одна из

них, по которой производится контролируемое изменение дебита, называется возмущающей, другая, в которой наблюдается изменение забойного давления, вызванное данным возмущением, называется реагирующей.

Наиболее простым с точки зрения технологии исследования и интерпретации результатов является изменение дебита возмущающей скважины на постоянную величину или изменение дебита по периодическому закону.

Теория метода исследования взаимодействия скважин разработана для случаев фильтрации в пласте жидкостей при давлениях выше давления насыщения.

Метод позволяет определить коэффициент пьезопроводности пласта в зоне между скважинами, не используя при обработке дополнительных данных.

2.2. Промыслово- геофизические методы исследования скважин

Геофизические исследования проводятся как в открытом стволе бурящихся скважин, так и в обсаженных стволах (перфорированных и неперфорированных).

Исследования, проводимые в открытом стволе, дают информацию о геологическом строении объекта разработки, коллекторских свойствах и насыщенности продуктивных пластов. В скважинах, бурящихся на разрабатываемых участках залежей, получают также информацию о процессах, происходящих в залежи: обводнении про-

дуктивного разреза, изменениях пластовых давлений и температур, а в благоприятных условиях - текущей и остаточной нефтенасыщенности пластов. Эти данные используются непосредственно для целей контроля разработки.

Методы, применяемые для исследования разреза в открытом стволе, достаточно хорошо известны и в данном руководстве нет необходимости останавливаться на них подробно.

Достоверность получаемой информации определяется наличием комплекса данных о физических свойствах пород, получаемых независимыми методами (различные модификации электрометрии и радиометрии, термометрии, акустические и другие методы) и наличием уточненных для условий данного разреза петрофизических связей между свойствами исследуемых пластов (литология, насыщение, коллекторские свойства) и измеряемыми физическими параметрами. Основным ограничением геофизических методов является сравнительно небольшой радиус исследуемой зоны (от нескольких сантиметров до 3-5 м от стенки скважин) и связанное с этим влияние скважины (проникновение фильтрата бурового раствора, кольматация прискважинной зоны пласта и т.п.).

Геофизические исследования в интервале перфорации действующих скважин, а также обсаженных неперфорированных интервалов скважин, проводимые с целью определения мест притока и состава поступающей жидкости, изменения насыщенности пластов, перемещения водонефтяного или газонефтяного контактов или фронта вытеснения, определения технического состояния колонн и работы технологического оборудования, составляют самостоятельную группу геофизических методов - методов контроля за разработкой. Их можно подразделить условно на три группы:

- методы исследования заколонного пространства (определение физических свойств пластов-коллекторов и процессов, происходящих в них);

- методы изучения внутриколонного пространства (определение мест притока, количества и состава жидкости в колонне);

- исследование колонны и цементного кольца (определение технического состояния труб и цемента, исследование процессов, происходящих в цементном камне).

Для проведения этих исследований применяются различные модификации радиоактивных, электрических, термометрических, акустических и других методов. Основным условием эффективного использования геофизических методов является, как правило, комплексирование нескольких видов исследований, позволяющее производить более надежную интерпретацию получаемых данных. Комплексы методов для решения типовых задач устанавливаются в конкретных геолого-геофизических условиях для каждого района и утверждаются в качестве обязательных.

Ниже приводится характеристика возможностей и ограничений основных геофизических методов, применяемых для контроля разработки нефтяных месторождений.

2.2.I. Радиоактивные методы

Для исследования обсаженных (перфорированных и неперфорированных) скважин используются следующие модификации радиоактивных методов:

- гамма-метод позволяет производить привязку к разрезу и учет гамма-фона при измерениях другими методами, а также выявлять радиогеохимические аномалии или аномалии, связанные с исследованиями методом радиоактивных изотопов;

- нейтронные методы, использующие стационарные источники нейтронов (НГК, НКТ), применяются для определения положений газонефтяного контакта (ГНК) в продуктивном разрезе, интервалов прорыва газа, перетока, разгазирования нефти в пласте и оценки нефтегазонасыщенности коллектора. При высокой минерализации пластовых вод (I50-200 г/л) в коллекторах с пористостью более

20 % нейтронные методы могут использоваться для определения положения водонефтяного контакта (ВНК). Для исследований нейтронными методами преимущественно используются неперфорированные интервалы продуктивного разреза;

- нейтронные методы, использующие импульсные источники нейтронов (ИНК, ИНГК), применяются для определения положения ВНК и ГНК, а также для оценки нефте-или газонасыщенности продуктивных пластов в неперфорированных интервалах и оценки остаточной нефтенасыщенности и определения границ интервалов обводнения высокоминерализованными водами и прорыва газа в перфорированных интервалах. Для решения этих задач необходимо проведение повторных либо многократных исследований через определенные промежутки времени, зависящие от интенсивности наблюдаемых процессов;

- методы меченого вещества применяются для выявления пластов или участков залежи, не вовлеченных в активную разработку; для решения задач, связанных с выявлением затрубной циркуляции, поглощающих (отдающих) пластов, нарушений герметичности колонн; для определения профиля приемистости и работающих мощностей с целью контроля за работой нагнетательных скважин, получения исходных данных и контроля за результатами воздействия на призабойную зону с целью интенсификации закачки воды или добычи нефти (гидроразрыв, кислотная или термическая обработка и т.д.); для выявления обводненных интервалов разрабатываемых нефтяных пластов, положения водонефтяного контакта и оценки остаточной нефтенасыщенности в прискважинной части пласта; для выявления гидродинамической связи между отдельными пластами по площади месторождения; для определения скорости и направления (трассирования) движения закачиваемого флюида. Методы меченого вещества являются одними из наиболее трудоемких и дорогостоящих методов контроля за разработкой нефтяных

месторождений. Их применение оправдано лишь в тех случаях, когда другими методами задача надежно не решается.

2.2.2. Методы расходометрии

Для определения мест притока (поглощения) и количества поступающей в скважину (или в пласты) жидкости применяются методы гидромеханической и термокондуктивной расходометрии. Они позволяют производить:

- выделение интервалов притока или приемистости в действующих скважинах;

- выявление перетока между перфорированными пластами по стволу скважины после ее остановки;

- распределение общего (суммарного) дебита или расхода по отдельным пластам, разделенным неперфорированными интервалами;

- получение профиля притока или приемистости пласта по его отдельным интервалам;

- выявление мест негерметичности обсадной колонны.

Гидромеханическая расходометрия обладает недостаточной чувствительностью в области малых притоков и данные ее существенно искажаются в интервалах деформированных колонн. В связи с этим целесообразно комплексировать их с термокондуктивными индикаторами притока, свободными от этих недостатков, но не позволяющими, как правило, производить количественную оценку дебитов (расходов) жидкости.

2.2.3. Методы исследования состава жидкости в стволе скважин

Для изучения состава жидкости в стволе добывающей скважины применяются гамма-плотнометрия, влагометрия и резистивиметрия. Эти методы позволяют:

- определять интервалы и источники обводнения в перфорированных интервалах добывающих скважин;

- определять интервалы поступления нефти, воды и газа;

- для определения режима работы насосных скважин исследовать в стволе состав жидкости, положение газонефтяного раздела, жидкостных пробок, участков пенообразования и т.д.

Основные ограничения беспакерных плотномеров связаны с влиянием "застойной" воды в малодебитных скважинах (в этих случаях рекомендуется применение пакерных приборов), для влагометрии - с влиянием структуры смеси и высоким (более 50 %) содержанием воды в продукции, а для резистивиметрии - с высоким (более 40-50 %) содержанием нефти в смеси. Кроме того, показания диэлектрических влагомеров практически не зависят от минерализации воды, а показания резистивиметров позволяют различать воды разной минерализации.

2.2.4. Термометрия

Данный метод - один из основных методов контроля и позволяет решать целый ряд частных и общих задач:

- определять изменения температуры в процессе разработки залежей, связанных с закачкой вытесняющих агентов, отличающихся более высокой или более низкой температурой по сравнению с пластовой;

- в перфорированных пластах выделять интервалы притока (приемистости) и интервалы обводненных пластов;

- в неперфорированных пластах прослеживать температурный фронт закачиваемого агента;

- выявлять затрубную циркуляцию и негерметичность обсадной колонны и лифтовых труб;

- определять местоположение уровня жидкости и интервалов разгазирования нефти в скважине.

2.2.5. Локация муфт и интер[illegible] перфорации

Данный метод выполняется для целей точной привязки диаграмм других методов исследований, а также самостоятельно для определения фактических интервалов перфорации колонны.

2.2.6. Опробователи пластов

Применяются два вида опробователей на каротажном кабеле: собственно опробователи (ОПК), отбирающие пробу в замкнутый баллон емкостью 5-15 л при максимальной депрессии, и аппаратура для исследования притока и давления (АИПД), позволяющая за один спуск в скважину исследовать 20-25 участков разреза.

Опробователи пластов находят широкое применение при решении следующих задач, связанных с контролем разработки нефтяных месторождений:

- определение характера насыщенности пластов путем отбора проб жидкости и газа в открытом стволе скважин, бурящихся на разрабатываемых участках залежей;

- определение пластовых давлений по кривым изменения давлений в процессе отбора проб из пластов (или отдельных участков пласта);

- определение фильтрационных характеристик и профиля проницаемости исследуемых пластов.

Пробы получаемой из пласта жидкости и газа и величины пластовых давлений позволяют определить, какие участки пласта вырабатываются наиболее интенсивно какие промываются вытесняющей водой, как распределяются пластовые давления по разрезу пласта или пачки пластов. Данные о минерализации и удельном сопротивлении воды, отобранной в зоне исследования опробователя (10-20 см), дают возможность по материалам электрометрии определять нефтенасыщенность в промытой зоне пласта. Эта нефтенасыщенность позволяет определять коэффициент вытеснения для соответствующего типа пород, а также относительные проницаемос-

ти для воды и нефти в зоне исследования [illegible] пласта. Наконец, данные о неоднородности пласта по проницаемости могут использоваться при определении коэффициентов нефтеотдачи. Основные ограничения опробователей пластов связаны с малым радиусом исследования, что не позволяет в ряде случаев получать уверенные данные о характере насыщения пласта. Кроме того, опробователи пластов малоэффективны в условиях тонкого переслаивания коллектора и неколлектора (типа флиша), а также в трещинных и каверновых коллекторах.

2.2.7. Испытатели пластов на трубах

Исследование скважин воздействием депрессии на пласт с помощью трубных пластоиспытателей широко применяется в процессе бурения.

С каждым годом увеличивается объем работ с пластоиспытателями и в действующих скважинах нефтяных месторождений, где применяются серийные комплекты испытательных инструментов КИИ-2М-95 и многоцикловое испытательное оборудование МИГ-95.

Требованиям, предъявляемым при испытании эксплуатационных скважин, отвечает разработанный комплекс испытательного оборудования для доразведки и освоения нефтегазоносных залежей по фонду эксплуатационных скважин КИОД-110.

Комплексом испытательного оборудования КИОД-110 при многоцикловом режиме испытания решаются следующие задачи, связанные с контролем разработки нефтяных месторождений:

- поинтервальное испытание пластов сверху - вниз или снизу - вверх с опорой инструмента о стенки колонны;

- отбор герметизированных проб жидкости и газа из каждого интервала отдельно;

- очистку призабойной зоны пласта при освоении вышедшей из бурения скважины, а также для восстановления продуктивности эксплуатационного объекта (дебита нефтяных и приемистости

нагнетательных скважин);

- определение гидродинамических параметров пласта (пластового давления, гидропроводности призабойной и удаленной зон пласта, проницаемости, коэффициента призабойной закупорки);

- проверку герметичности цементных мостов, колонны и цементного кольца за эксплуатационной колонной между интервалами перфорации;

- отборы больших объемов жидкости из пласта для ускорения освоения скважины.

Применение КИОД-110 в комплексе с геофизическими методами позволяет в сжатые сроки и с минимальными затратами производить исследования обсаженного фонда скважин с целью повышения эффективности геолого-технических мероприятий, доразведки и уточнения ранее обнаруженных нефтяных залежей по старым нефтяным месторождениям и открытых эксплуатационных площадях.

По результатам анализа гидродинамических параметров пласта представляется возможным правильно выбрать тот или иной метод воздействия на пласт и объективно оценить их эффективность.

2.2.8. Методы контроля технического состояния скважины и определения режимов работы технологического оборудования

Для контроля технического состояния колонн применяются многие из перечисленных выше методов (термометрия, расходометрия, резистивиметрия и др.), а также специальные методы, позволяющие исследовать состояние цемента и колонны: гамма, гамма-цементометрия, акустическая цементометрия, гамма-гамма-толщинометрия, акустический телевизор. Применение этих методов дает возможность:

- определять наличие цемента и сцепления его с колонной;
- измерять толщину стенок обсадной колонны;
- определять наличие дефектов колонны;
- определять местоположение муфт, центрирующих фонарей,

пакеров;

- исследовать с помощью телевизора интересующие интервалы колонн.

Исследования для целей контроля режима работы технологического оборудования позволяют:

- изучать структуру газонефтяной смеси в межтрубье скважин, оборудованных ЭЦН, при этом определяется положение раздела нефти и газа, жидкостных пробок, интервалов пенообразования или интенсивного отложения парафина;

- в скважинах, оборудованных СШН, решать те же задачи и дополнительно определять давления на забое и у приема насоса;

- определять местоположение элементов различного технологического оборудования: воронки лифтовых труб, пакера, муфтовых соединений и т.д.

2.3. Лабораторные методы

Лабораторные методы используются:

- для анализа образцов керна, отобранного в оценочных скважинах с целью определения текущей или остаточной нефтенасыщенности прямым методом изменения литолого-физических свойств пород в процессе разработки;

- для определения свойств добываемой нефти и газа в процессе эксплуатации залежи;

- для контроля за работой пластов или горизонтов с существенно различающимися по свойствам нефтями при совместной эксплуатации их в скважине (КСП, содержание микроэлементов);

- для анализа проб попутной воды с целью определения характера обводнения продуктивных пластов;

- для анализа проб попутной воды для определения в них наличия индикаторов, вводимых в закачиваемую воду для изучения направлений фильтрационных потоков в пластах (индикаторные методы).

3. КОНТРОЛЬ ПРОДУКЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН И ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

3.I. Определение дебита нефти, попутной воды и газа по добывающим скважинам и приемистости нагнетательных скважин по результатам поверхностных измерений

3.I.I. Определение дебита жидкости добывающих скважин

Определение дебита жидкости добывающих скважин на обустроенных объектах осуществляется на групповых замерных установках в соответствии с инструкциями по их эксплуатации. Длительность измерений дебита по каждой скважине должна устанавливаться дифференцированно, исходя из необходимости измерения дебита с погрешностью, не превышающей паспортную погрешность установки (2,5 % для установки типа "Спутник").

Для каждой подключенной к установке скважины должен устанавливаться опытным путем поправочный коэффициент, учитывающий разницу в величинах противодавления в выкидной линии во время замера дебита и в процессе нормальной работы. С учетом этого коэффициента фактический объемный дебит скважины $q_{факт}$ определяется по формуле

$$q_{факт} = q_{зам}\left[1+\frac{(P_{б.зам} - P_{б.факт})\,C_п}{q_{зам}}\right] \qquad (3\ I)$$

где $q_{зам}$ – замеренный дебит на установке, $м^3/сут$;

$P_{б.зам}$ – давление на буфере скважины в процессе измерения дебита, МПа;

$P_{б.факт}$ – давление на буфере во время нормальной работы скважины, МПа;

$C_п$ – поправочный коэффициент.

Для определения $C_п$ необходимо получить экспериментальным путем зависимость дебита скважины от буферного давления (при замере дебита) в диапазоне, близком к нормальным условиям эксплуатации скважины. Для полученной этой зависимости проводится

замер рабочего буферного давления ($P'_{б.факт}$) при работе скважины в общий коллектор; замер дебита ($q'_{зам}$) скважины на групповой установке и измерение возросшего (вследствие перевода продукции скважины на замерную линию) буферного давления ($P'_{б.зам}$); перевод скважины на режим эксплуатации с противодавлением на буфере ($P''_{б.факт}$), превышающим это давление на 2-4 МПа; замер дебита ($q'_{зам}$) на групповой установке (через 3-5 ч) и измерение буферного давления ($P''_{б.зам}$).

Коэффициент $C_п$ определяется по формуле

$$C_п = \frac{q'_{зам} - q''_{зам}}{P'_{б.зам} - P''_{б.зам}} \qquad (3.2)$$

Пример. При исследовании скважины получены данные, приведенные в табл. 3.I.

Таблица 3.I

Данные для расчета поправочного коэффициента при определении дебита скважины

Изменение величины	I-й режим (рабочий)	I-й режим
Дебит скважины по замеру на групповой установке, $м^3/сут$	78	64
Противодавление на буфере скважины при работе в общий коллектор $P_{б.факт}$, МПа	I,85	2,04
Противодавление на буфере скважины в процессе измерения дебита $P_{б.зам}$, МПа	I,96	2,I4

По формуле 3.2

$$C_п = \frac{78 - 64}{2,I4 - I,96} = 72,2$$

Фактический дебит скважины на рабочем режиме при нормальной работе в общий коллектор определим по формуле 3.I

$$q_{факт} = 78 \left[I + \frac{(I,96 - I,85) \cdot 72,2}{78} \right] = 86 \ м^3/сут$$

Относительная погрешность замера дебита без учета поправки C_n составляет 9,2 %.

При проведении исследований по определению поправочного коэффициента C_n следует пользоваться манометрами повышенного класса точности (образцовыми или контрольными) с правильно подобранным пределом измерений, измеряемая величина должна составлять 50-80 % от предела измерений прибора. Указанные исследования необходимо проводить при изменении способа эксплуатации скважины, при замене насосного оборудования, после подземных и капитальных ремонтов и при значительном изменении дебита скважины (более 40 %).

Для скважин с низкими коэффициентами продуктивности, для которых расчетная поправка к дебиту не превышает 2,5 %, можно пользоваться данными прямого замера на АГЗУ.

На необустроенных и разведочных площадях измерение дебита жидкости осуществляется с помощью индивидуальных замерных установок, включающих трап и мерную емкость. Основными требованиями к таким установкам и технологии проведения замеров на них являются обязательная калибровка мерной емкости и обеспечение замера при том же буферном давлении, что и при нормальной эксплуатации скважины, посредством регулирования задвижкой.

3.I.2. Определение обводненности продукции добывающих скважин

Обводненность продукции добывающих скважин определяется при лабораторном анализе проб жидкости, отбираемых на выкидных линиях или в мерных емкостях.

Частота и количество одновременно отбираемых проб для скважин каждого объекта устанавливаются опытным путем, исходя из требований правильного учета продукции.

Повышение представительности проб достигается установкой пробоотборных кранов на вертикальных участках выкидных линий.

Однако при таком способе контроля обводненности относительно надежные ее количественные оценки в виде средних значений за длительный промежуток времени (декаду, месяц, квартал) в большинстве случаев могут быть получены лишь в результате статистической обработки значительного количества определений. При отсутствии определений обводненности более точными способами для обработки результатов гидродинамических исследований используются осредненные значения, а не данные единичных определений.

Более надежные данные об обводненности могут быть получены путем анализа проб, отбираемых из мерных емкостей трубчатыми щупами.

На объектах, где способ контроля обводненности по пробам из выкидных линий не дает удовлетворительной точности (2÷5 %), необходимо использовать передвижные или стационарно устанавливаемые на групповых установках мерные емкости специально для определений обводненности при гидродинамических исследованиях скважин.

3.I.3. Определение дебита попутного газа

Дебит попутного нефтяного газа на групповых замерных установках измеряется турбинными счетчиками газа (типа Агат-I), а на индивидуальных замерных установках (на выкиде из трапа) – турбинными счетчиками или с помощью дифференциальных манометров с дроссельными устройствами в соответствии с инструкциями по эксплуатации этих приборов и инструкцией по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин.

3.I.4. Определение приемистости водонагнетательных скважин

Приемистость водонагнетательных скважин измеряется счетчиками или расходомерами диафрагменного типа, их устанавливают на кустовых насосных станциях (КНС) в соответствии с инструкциями по эксплуатации этих приборов.

Основным технологическим требованием к системам контроля приемистости является обеспечение возможности раздельного измерения приемистости по каждой нагнетательной скважине.

3.2. Выделение работающих интервалов разреза в добывающих и нагнетательных скважинах

Работающие интервалы разреза выделяются в действующих скважинах по данным расходометрии и термометрии. Действующие скважины с повышенным давлением на устье исследуются с помощью лубрикатора, который обеспечивает спуск и подъем прибора без разгерметизации устья. При исследованиях расходомерами через лифтовые трубы последних должны быть приподняты над интервалом перфорации и измерения проводятся в колонне ниже башмака лифтовых труб. В насосных скважинах, оборудованных СШН, измерения выполняются приборами, спущенными в межтрубное пространство по серповидному зазору между колонной и насосно-компрессорными трубами через отверстие в план-шайбе. Исследования проводятся ниже приема насоса. В насосных скважинах, оборудованных ЭЦН, ниже насоса в перфорированном интервале измерения выполняются приборами, спущенными перед насосом.

3.2.I. Расходометрия

Применяются две модификации расходометрии: механическая и термокондуктивная.

Механический расходомер применяется при следующих измерениях: для выделения интервалов притока и приемистости, распределения суммарного дебита и расхода по отдельным пластам, эксплуатируемым одним фильтром, получения профиля притока и приемистости пласта по его толщине. В механических расходомерах используются датчики турбинного типа со свободно вращающейся или заторможенной вертушкой. Применяются пакерные и беспакерные приборы. Пакерные расходомеры используются для исследования доонвак-

щих и частично нагнетательных скважин, имеющих небольшую производительность (не более 500 м^3/сут). С помощью беспакерных расходомеров исследуются нагнетательные скважины и в редких случаях нефтяные фонтанные скважины с дебитом, превышающим 200 м^3/сут.

Каждый комплект расходомера должен быть снабжен градуировочной характеристикой, представляющей собой зависимость числа оборотов турбинки прибора (об/мин) от дебита скважины (м^3/сут). Градуирование осуществляется на гидродинамическом стенде в потоке воды. Градуировочная характеристика прямолинейная и пересекает на графике ось дебитов в точке, равной пороговой чувствительности расходомера.

Распределение суммарного дебита по работающим пластам производится по результатам измерений в нескольких точках, расположенных в перемычках между пластами, выше и ниже интервала перфорации. Профиль притока и приемистости в пласте строится по измерениям в точках, расположенных в интервале перфорации. При этом число точек в каждом пласте должно быть более 5. Перед точечными измерениями выполняется непрерывная запись с прикрытым пакером со скоростью не более 100 м/ч с постоянной времени в масштабе глубин 1:200 или 1:50 в зависимости от детальности исследований. Все измерения выполняются при подъеме прибора. Допустимые расхождения в показаниях при повторении измерений на точке 10 %. По результатам измерений и данным градуировки по точкам строится интегральная расходограмма $Q=f(h)$, характеризующая изменение суммарного дебита (расхода) по глубине, и дифференциальная расходограмма – профиль притока (поглощения) на единицу толщины пласта. Если диаметр колонны меняется в интервале измерений, то в показания расходомера вносятся поправки за изменения диаметра колонны, измеренного микрокаверномером. При исследовании скважин на нескольких режимах строятся индикаторные кривые для каждого работающего пласта в виде зависимос-

ти дебита (расхода) от величины забойного давления. При исследовании скважин в период восстановления пластового давления строят кривую спада дебита во времени.

При интерпретации интегральной расходограммы добывающей скважины ее анализируют от подошвы к кровле, нагнетательной скважины – от кровли к подошве. Достоверными измерениями являются те, которые дают положительные или нулевые приращения дебита (расхода). Из нескольких измерений на одной точке за истинные принимаются максимальные значения (предполагается, что им соответствует лучшая пакеровка прибора). Если при измерениях получают отрицательные приращения (убывание дебита и расхода), причиной чего могут быть дефекты обсадной колонны, цементного кольца, ошибки измерения, уменьшение пакеровки прибора, то их исключают из рассмотрения. Затем строят профиль притока (поглощения).

Находят

$$q_i = \frac{Q_i^{max} - Q_i^{min}}{\Delta h}, \qquad (3.3)$$

где q_i – удельный расход, м³/сут.м;

Q_i^{max}, Q_i^{min} – расход соответственно в верхней и в нижней точках выбранного интервала глубин, м³/сут;

Δh – величина выбранного интервала, м (рис. I).

Термокондуктивный расходомер представляет собой один из видов термо-анемометров, работающий в режиме постоянного тока. Принцип работы таких расходомеров основан на зависимости температуры подогреваемого термодатчика от скорости потока. Термодатчиком в приборе служит резистор, нагреваемый током до температуры, превышающей температуру окружающей среды. Величина приращения температуры термодатчика ΔT, позволяющая судить о скорости потока, определяется по измерениям приращения либо сопротивления датчика ΔR (приборы типа СТД, СТГ), либо частоты Δf,

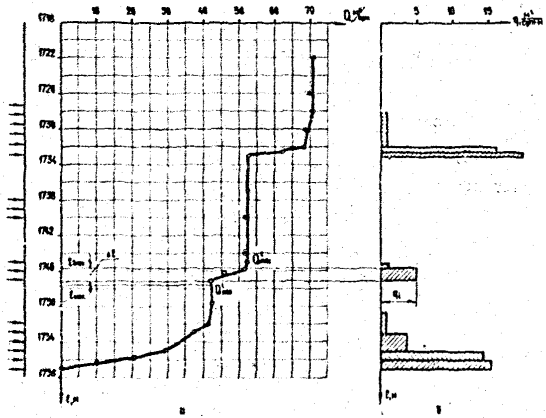


Рис. I. Интегральная и дифференциальная кривые профиля притока (поглощения).

когда датчик включен в частотно-зависимую схему (прибор ТЭД-2).

Измерения термокондуктивным расходомером производятся для выделения интервалов притока или приемистости, мест негерметичности колонны, перетоков между перфорированными пластами при исследованиях остановленных скважин, установления глубины спуска лифтовых труб и приема насоса. Достоинство термокондуктивных расходомеров – их высокая чувствительность в диапазоне низких дебитов (порог чувствительности I–4 $м^3$/сут), что позволяет фиксировать малые притоки, и отсутствие механических элементов, что повышает эксплуатационную надежность прибора. Недостатки: зависимость показаний от состава флюида, режима течения, геометрии обтекания датчика потока и других трудноучитываемых факторов, что делает практически невозможной количественную интерпретацию терморасходограмм, поэтому результаты измерений термокондуктивным расходомером используются лишь для выделения работающих интервалов и локализации мест притока и поглощения. Высокая разрешающая способность и чувствительность к малым дебитам позволяет выявить термокондуктивным расходомером работающие интервалы, пропущенные механическим расходомером.

Исследования термокондуктивными расходомерами для выделения интервалов притока или приемистости в перфорированных пластах добывающих и нагнетательных скважин проводятся в интервалах изучаемых пластов и прилегающих к ним перемычках. Записываются основная и контрольная диаграммы. Запись их осуществляется при подъеме прибора со скоростью I00–200 м/ч. В фонтанных и нагнетательных скважинах интервал исследований должен включать I0–20 метровый участок лифтовых труб.

Исследования для выявления негерметичности обсадной колонны проводятся в неперфорированных интервалах ствола скважины ниже воронки лифтовых труб.

Для выявления перетоков между перфорированными пластами по стволу скважины измерения выполняют в остановленной скважине в процессе и после восстановления давления.

Исследования считаются эффективными, если в исследованном интервале наблюдается четкая дифференцированная диаграмма с дифференциацией более 1÷2. Величина дифференциации вычисляется

$$D = \frac{A}{2\sigma}$$

где A – величина полезного сигнала, отсчитанного в интервале притока за вычетом сигнала, вызванного влиянием теплового поля скважины;

σ – половина ширины полосы флюктуации расходограммы СТД.

Комплексное применение термокондуктивного и механического расходомера позволяет получить количественную оценку притоков из отдельных перфорированных интервалов и выявить работающие интервалы там, где механические расходомеры неэффективны. Необходимость совместного применения при исследовании термокондуктивного расходомера типа СТД и механического дебитомера типа РГД, наглядно показана на рис. 2. По данным РГД два нижних перфорированных интервала отмечаются как неработающие, в то же время СТД четко отмечает работу этих интервалов. Данные СТД не позволяют отметить верхнюю границу работающего интервала (1714 м) из-за влияния нефтеводяного раздела на его показания.

3.2.2. Термометрия

В перфорированных пластах добывающих и нагнетательных скважин термометрия в комплексе с расходометрией применяется для выделения интервалов притока (приемистости), определения отдающих (поглощающих) пластов.

В неперфорированных пластах термометрия служит для прослеживания температурного фронта закачиваемых вод и места вовлечения пласта в разработку в окрестностях данной скважины.

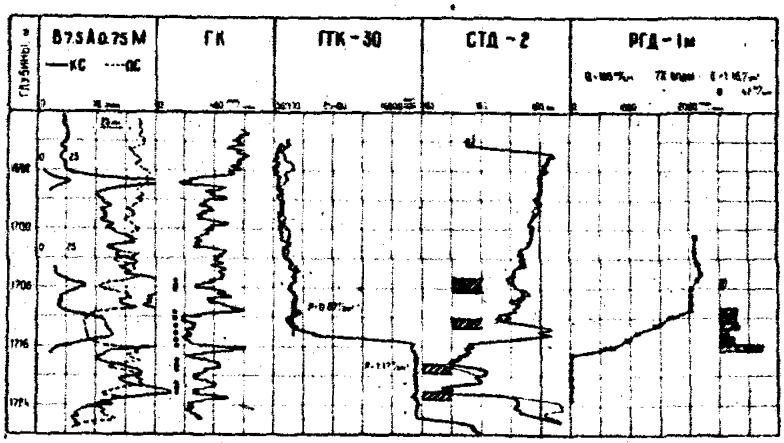


Рис. 2. Результаты исследования расходомерами типа СТД и РГД фонтанной скважины

Достоинства термометрии: возможность исследования объектов, перекрытых лифтовыми трубами; получение информации о работе пласта, недоступного для исследования в действующей скважине, по измерениям выполненным после извлечения технологического оборудования и ее глушения (в скважинах, эксплуатирующих ЭЦН); выявление малодебитных пластов и уточнение положения их подошвы, когда методы расходометрии неэффективны. Для решения перечисленных задач применяются скважинные термометры двух типов: высокочувствительные с пороговой чувствительностью не ниже 0,02 °С – для исследования притока из нефтеносных и обводненных пластов в добывающих скважинах; обычные с пороговой чувствительностью до 0,3 °С – для исследования поглощения в пласты нагнетательных скважин и притока разгазированной нефти в ствол скважины.

Программа работ при исследованиях перфорированных интервалов в действующей скважине выполняется в следующем порядке. Проводятся измерения выше интервала перфорации и до забоя скважины с целью выявления возможных притоков флюида из мест негерметичности колонны. Затем в интервале, включающем 20 м лифтовых труб, перед перфорацией (20–30 м), против перфорации и в зумпфе выполняют детальные измерения. Записываются основная и контрольная термограммы в действующей скважине. Измерения повторяют после кратковременной остановки работы скважины.

Замеры температуры в кратковременно остановленной скважине проводят следующим образом. После регистрации термограмм в действующей скважине прибор помещают в верхнюю точку интервала исследований и останавливают скважину. Получают запись первой термограммы. Прибор поднимают в исходную точку и делают следующую запись. Таким образом регистрируют ряд термограмм в течение 3–4 ч. После этого скважину запускают в работу и регистрируют еще одну термограмму.

При исследовании пластов, перекрытых лифтовыми трубами, предъявляются жесткие требования к соблюдению условий неподвижности жидкости в трубах (герметичности сальников лубрикатора, задвижек, резьбовых соединений стыков труб). При переводе скважины на работу по межтрубью – для выполнения измерений в трубах, – необходимо время для стабилизации температурного режима между потоком в межтрубье, средой в трубах и околоскважинном пространстве, равное примерно суткам. Измерения в лифтовых трубах необходимо выполнять с минимальной скоростью, чтобы снизить перемешивание жидкости движущимися прибором и кабелем.

Для выделения поглощающих пластов в нагнетательной скважине выполняются измерения после остановки скважины примерно через сутки, когда наступит тепловое равновесие. Время остановки скважины уточняется экспериментально по исследованию стабилизации температуры в подошве перфорированного пласта. Исследования добывающих, насосных, нагнетательных и других скважин после их остановки и извлечения технологического оборудования должны выполняться не позже 2–3 суток с момента остановки скважины. Методика измерения предусматривает запись термограмм только на спуске. Контрольная запись выполняется после восстановления теплового режима в скважине, нарушенного основным измерением в интервале исследования (пауза должна быть примерно вдвое больше времени нахождения прибора в этом интервале). При кратковременной остановке действующей скважины с целью обеспечения спуска прибора измерения начинаются после отработки скважины в течение времени не менее времени ее простоя. Скорость перемещения прибора может быть найдена для общих исследований по формуле

$v = 10^4/\tau$, для детальных исследований по формуле

$v = 1{,}2 \cdot 10^3/\tau$, где τ – тепловая инерционность прибора, °С.

Выделение интервалов притока жидкости на термограммах в работающей и остановленной добывающей скважине осуществляется

по скачкообразному измерению градиента температуры в пределах перфорированного интервала. Причинами резкого изменения градиента могут быть дроссельный эффект, четко проявляющийся в подошве вертикального потока жидкости; калориметрическое смешивание; изменение по оси глубин дебита вертикального потока в пределах перфорированного интервала и связанное с этим различие в наклонах термограммы выше и ниже интервала притока.

Подошва интервала притока при отсутствии заколонной циркуляции определяется по аномалии дросселирования, хорошо заметной на фоне геотермы. Точка, в которой изменение градиента температуры по глубине меняет знак, соответствует самой нижней границе притока жидкости в ствол скважины (рис. 3, а)

Притоки жидкости из вышележащих прослоев сопровождаются аномалиями калориметрического смешивания, имеющими вид ступенек. Верхние границы интервалов притоков обычно отмечаются на термограмме достаточно четко по резкому излому кривой (см. рис. 3, б). Нижние границы притоков из вышележащих прослоев можно определить лишь приблизительно (см. рис. 3, б), а иногда и невозможно из-за конвективного перемешивания.

Положительная аномалия приращения температуры в подошве нижнего отдающего интервала указывает на дросселирование по пласту жидкости (нефти или воды), отрицательная – на дросселирование газа или прорыв закачиваемых вод с температурой ниже пластовой. При наличии затрубной циркуляции снизу дроссельный эффект в подошве перфорированного пласта может не проявиться. Наоборот, подошва частично вскрытого перфорацией отдающего пласта или при засорении нижних отверстий будет отмечена дроссельной аномалией.

Маломощные интервалы с аномально высокими удельными дебитами (трещинные зоны, слои слабосцементированных песчаников и др.) отмечаются на термограммах работающей скважины характерными аномалиями (пиками) внедрения, фиксирующими струйное истечение

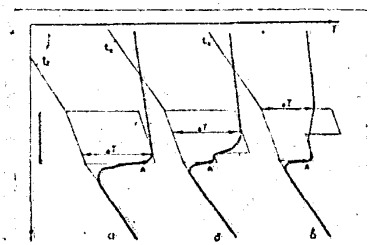


Рис. 3. Измерение аномалий дросселирования в нижнем пласте и определение нижней границы притока жидкости в ствол скважины

пластового флюида в скважину.

Оценка удельных дебитов совместно эксплуатируемых пластов возможна, хотя погрешность такой оценки велика. Оценка производится по величине аномалии калориметрического смешивания, измеренной как разность температур против подошвы и кровли интервала притока. Измерение этой величины возможно в случаях, когда на термограмме обе границы выделяются достаточно четко. Если приток наблюдается из мощного пласта (более 5 м) и удельный дебит притока меняется с глубиной, что обычно хорошо заметно по соответствующим изменениям наклона термограммы в местах изменения удельного дебита, то рекомендуется весь интервал притока разбить на несколько мелких интервалов (по 2–3 м), в пределах которых величину удельного дебита можно принять постоянной. Границы интервалов, в которых измеряют величину аномалий смешивания, должны лежать вне аномалий внедрения (рис. 4).

В нагнетательных скважинах интервалы приемистости могут быть выявлены после остановки скважины по отрицательным аномалиям на термограмме. На термограмме, записанной в действующей нагнетательной скважине, выявляется подошва нижнего поглощающего пласта по резкому приращению температуры. Положение этой границы ниже интервала перфорации указывает на затрубную циркуляцию воды либо на негерметичность колонны ниже перфорированного пласта.

3.2.3. Фотоколориметрия нефти и определение содержания микрокомпонентов в ней

Описанные выше методы выделения работающих и неработающих пластов требуют проведения исследований в стволе скважин непосредственно против продуктивных пластов. Однако в ряде случаев проводить такие работы крайне затруднительно или даже невозможно, это относится в частности к скважинам наклоннонаправленного бурения и к скважинам, эксплуатирующимся механизированным

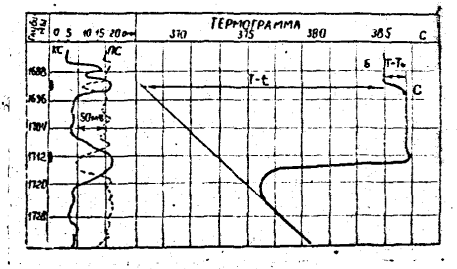


Рис. 4. Термограмма скв. 9163 Абдрахмановской площади. Дебит скважины 150 м^3/сут безводной нефти

способом. Здесь применяются косвенные и вспомогательные методы, которые могут дать значительную информацию.

Метод фотоколориметрии нефти основан на определении коэффициента светопоглощения нефти $К_{сп}$. Определения производятся быстро и точно путем исследования небольшой пробы нефти, отобранной на устье скважины. Коэффициент светопоглощения нефти изменяется в широких пределах по площади залежи и по ее разрезу, причем в многопластовых объектах для каждого пласта часто бывает свой диапазон изменения $К_{сп}$. Например, на Западно-Сургутском месторождении нефть пласта $БС_I$ имеет $К_{сп}$ в пределах 543-301 единиц, а нефть пласта $БС_{I0}$ – от 120 до 310 единиц. Используя такое резкое различие величины $К_{сп}$ разных пластов, можно решать, какой из пластов работает в данной скважине, а если работают два пласта – то в какой пропорции они отдают нефть.

По изменению $К_{сп}$ можно судить о работе в данной скважине новых пластов вследствие изменения режима эксплуатации скважины, изменения условий закачки воды, гидроразрыва пластов, дострела новых пачек продуктивных пород и т.д. Добавление притока нефти из новых пластов в общую продукцию скважины четко фиксируется скачкообразным изменением $К_{сп}$.

Если точно установлены закономерности изменения $К_{сп}$ по площади залежи и по вертикали от пласта к пласту, то систематические измерения $К_{сп}$ позволяют судить о направлении перемещений нефти в пластах. При совместной добыче нефти из двух пластов, для которых известны и резко отличаются величины $К_{сп}$, зная общий $К_{сп}$ добываемой нефти из этих пластов, не трудно рассчитать относительные дебиты каждого пласта. Такие количественные расчеты дебитов проводятся для многих месторождений Татарской АССР, Оренбургской и Тюменской областей.

Метод фотоколориметрии нефти нельзя использовать если нет достаточных материалов, чтобы составить обоснованную картину

распределения параметра $K_{сп}$ по площади залежи и в каждом из пластов многопластового объекта разработки. Не всегда можно достаточно уверенно судить, что влияет на изменение величины $K_{сп}$ смеси нефтей – соотношение ли доли нефти из разных пластов или же движение нефти по площади залежи. Наиболее эффективно применение метода фотоколориметрии нефти в комплексе с другими методами, характеризующими работу пластов в скважинах.

Определение содержания ванадия и кобальта в нефти. Нефти некоторых месторождений характеризуются значительным изменением по площади залежей и от пласта к пласту не только коэффициента светопоглощения, но и содержания некоторых специфических компонентов состава, например, металлов (ванадия, никеля и др.). Систематические определения этих компонентов в добываемой продукции используется для контроля за процессом разработки. Условия применения и ограничения этого метода аналогичны методу коэффициента светопоглощения.

Разработаны два технологических процесса контроля за добычей нефти из двух совместно эксплуатируемых пластов по данным измерения проб нефти на содержание в них ванадия или кобальта. Технологии рассчитаны на естественное различие добываемых нефтей разных пластов по содержанию ванадия или кобальта и сводятся к отбору проб нефти на поверхности с последующим проведением анализа.

Ванадий и кобальт находятся преимущественно в асфальто-смолистых фракциях нефтей в виде металлоорганических соединений. На ряде месторождений ванадий среди микроэлементов нефтей характеризуется повышенными концентрациями. Так, для нефтей Волго-Уральской области и Западной Сибири концентрация ванадия составляет 10^{-4}–10^{-5} г/г (нефти). Концентрация кобальта значительно меньше и обычно составляет 10^{-7} – 10^{-8} г/г.

Нефти пластов одного месторождения могут различаться по содержанию указанных элементов. Вероятность различия нефтей по содержанию элементов возрастает с повышением надежности естественной гидроизоляции пластов между собой, с увеличением расстояния между ними. Как правило, с увеличением глубины залегания концентрация элементов в нефти уменьшается.

Например, содержание ванадия в нефти пласта $Д_I$ Шкаповского месторождения составляет 65 ± 24, а в пласте $Д_{Iу}$ – 12 ± 6 ус. ед. Соответственно, содержание кобальта в них равно 71 ± 22 и 16 ± 6 ус.ед.

Изменение концентрации элементов в нефти по площади, как правило, выражено слабее, чем по разрезу между отдельными пластами. С повышением неоднородности коллектора дифференциация содержания элементов по площади возрастает.

Признаками, указывающими на возможность различия нефтей по содержанию ванадия или кобальта, могут быть различия нефтей по плотности или удельному весу, по содержанию асфальтено-смолистых веществ, по величине коэффициента светопоглощения. Различия нефтей по содержаниям ванадия или кобальта могут наблюдаться в разных вариантах, что и обуславливает выбор той или иной технологии контроля. Исследования на месторождениях платформенных областей показали, что концентрация ванадия или кобальта в пробах нефти, отбираемых из одного пласта на устье одной и той же скважины стабильна во времени.

Таким образом, на месторождениях, где имеет место статистически значимое отличие нефтей из разных пластов по содержанию ванадия или кобальта и данное отличие стабильно во времени, можно контролировать участие в добыче совместно эксплуатируемых пластов. При этом используется свойство аддитивности, выражаемое формулой

$$C_x = C_1 q_1 + C_2 q_2$$

где C_x – концентрация элемента в пробе смешанных нефтей, отбираемой на устье скважины;

C_1, C_2 – концентрации элемента в нефтях соответственно из первого и второго пластов;

q_1, q_2 – относительные дебиты нефти соответственно для первого и второго пластов.

Данный метод позволяет решать следующие задачи:

– контролировать притоки нефтей из пластов, вскрытых перфорацией и эксплуатируемых единым фильтром;

– выделять случаи перетока нефти от неперфорированного пласта к перфорированному, например, за счет нарушения герметичности заколонного пространства;

– оценивать эффективность операций по повышению притока нефти, например, дострела пластов, кислотной обработки призабойной зоны, гидроразрыва пластов и др.

Применение технологических процессов контроля не ограничивается способом эксплуатации и конструкцией лифтового оборудования скважин, величинами притоков добываемой жидкости, ее обводненностью, вязкостью, газовым фактором и наличием в жидкости механических примесей. В зависимости от условий и предъявляемых требований технологии обеспечивают качественную или количественную оценку притоков нефти из совместно эксплуатируемых пластов.

Технологический процесс контроля по данным измерения нефти на содержание ванадия может быть реализован на многих месторождениях при использовании аналитической аппаратуры, обеспечивающей измерение содержания ванадия с воспроизводимостью не хуже 5 % и чувствительностью на уровне 10^{-6} г/г. Для этой цели могут использоваться атомно-абсорбционный, нейтронно-активационный

способы анализа, способ электронного парамагнитного резонанса (ЭПР).

Атомно-абсорбционный анализ нефти более удобен с применением графитовой печи. Необходимое для измерений количество нефти не превышает долей грамма. Требуемые чувствительность и точность анализа обеспечивают приборы отечественного производства типа "Сатурн-2", зарубежного изготовления фирмы Перкин Эльмер и другие двухлучевые спектрофотометры. Время измерения одной пробы 5-6 мин.

Нейтронно-активационный способ анализа предусматривает облучение нефти тепловыми нейтронами с последующим измерением наведенной гамма-активности от изотопа ванадий-51. Измерения могут осуществляться с использованием полупроводниковых или сцинтилляционных детекторов и амплитудных анализаторов типа АИ-128, АИ-256 и др. Время измерения одной пробы весом до 1 г при облучении в потоке тепловых нейтронов 10^{12} н/с.см^2 не более 4-5 мин.

Применение способа ЭПР является для реализации технологии наиболее производительным и менее трудоемким. Сущность способа заключается в измерении сигнала резонансного поглощения сверхвысокочастотного электромагнитного излучения на комплексах четырехвалентного ванадия в нефти. Наблюдаемая высокая устойчивость регистрируемого сигнала, а также степень различия нефтей по его величине позволяет проводить измерения при нормальной температуре исследуемых проб, что значительно ускоряет и упрощает процедуру измерения. Количество исследуемой нефти составляет 1-1,5 г, время ее измерения составляет 1,5-2 мин. Для массовых измерений могут использоваться приборы типа РЭ-1301 и ЭПА-2М. Последний для рассматриваемых исследований наиболее удобен по своим эксплуатационным параметрам.

Технологический процесс контроля по данным измерения нефти на содержание кобальта осуществляется с применением атомно-абсорбционного или нейтронно-активационного способов анализа, обеспечивающих необходимую чувствительность на уровне 10^{-9} г/г. Атомно-абсорбционный анализ используется с применением графитовой печи. Нейтронно-активационный анализ предусматривает облучение кокса (или золы) нефти с последующим измерением наведенной гамма-активности от изотопа кобальт-60. На приготовление одного кокса требуется 4-5 г нефти. Измерения осуществляются с применением полупроводникового или сцинтилляционного детекторов по схеме быстро-медленных совпадений. Массовость определений кобальта достигается облучением в потоке тепловых нейтронов одновременно до 80-100 исследуемых проб.

Основные виды работ по обоим технологическим процессам контроля аналогичны и включают сбор проб нефтей и их подготовку к измерениям, измерение на содержание элемента (ванадия или кобальта), интерпретацию результатов анализа. Существующая на промыслах практика сбора нефтей с устья действующих скважин удовлетворяет требованиям технологий. Удобнее для анализа использовать пробы нефтей, получая их после обезвоживания в промысловых лабораториях. Объем пробы должен быть не менее 5 мл с обводненностью не более 5 %.

Общим требованиям к измерениям является необходимость их проведения с использованием эталонов. В качестве эталонов применяется одна из нефтей исследуемого района со средним содержанием элемента.

3.2.4. Локация муфт и перфорированных интервалов

Локаторы муфт применяют для определения положения муфтовых соединений колонны, точной привязки по глубине показаний других приборов к положению муфтовых соединений, взаимной привязки показаний нескольких приборов, глубины спуска лифтовых труб, по-

ложения забоя, а также для уточнения интервала перфорации.

Метод основан на изменении магнитного потока, создаваемого и регистрируемого прибором, в зависимости от технического состояния обсадной колонны.

Локаторы муфт выполняются в виде приставок к скважинным приборам других методов.

Запись диаграмм при локации муфт осуществляется при подъеме прибора. Скорость записи локатором определяется скоростью каротажа основного прибора. При локации интервала перфорации необходимо провести 2-3 записи с одинаковой скоростью перемещения прибора. Качественная запись локации муфт по своей форме и характерным пикам должна выделять муфтовые соединения. Амплитуда сигнала от муфт должна более чем в два раза превышать уровень помех. Основная и контрольная диаграммы, записанные для уточнения интервала перфорации, должны повторяться по конфигурации. Совпадение амплитуд сигнала по величине не обязательно.

Интервал перфорации может не выделяться в следующих случаях: при наличии цементной корки или грязи на поверхности колонны; при малом количестве перфорационных отверстий на метр, при применении пулевой перфорации, мало деформирующей колонну.

Необходимо помнить, что изменения толщины стенки труб вследствие их коррозии или других причин будут отличаться аномалиями на диаграммах локации труб подобно интервалу перфорации.

3.3. Определение интервалов обводнения и состава жидкости в стволе скважины

Интервалы обводнения нефтяного пласта определяются в открытом стволе, в неперфорированном пласте в обсаженной скважине и в перфорированном пласте работающей или остановленной добывающей скважины.

3.3.1. Выделение коллекторов, обводненных пластовой минерализованной водой в необсаженной скважине

В открытом стволе интервалы, обводненные минерализованной водой, выделяются по данным электрометрии.

Выделение обводненного нефтяного пласта и его прослоев и определение интервалов, по которым прошла вода, не представляет сложности. Эти случаи хорошо фиксируются резким понижением сопротивлений на диаграммах электрических методов и, в первую очередь, индукционного метода.

По сопротивлению обводненной части пласта можно оценить коэффициент текущей или остаточной нефтенасыщенности.

3.3.2. Выделение коллекторов, обводненных пресными или слабоминерализованными водами в необсаженной скважине

В открытом стволе выделение интервалов, обводненных слабоминерализованными или пресными водами, представляет собой сложную задачу, которая решается лишь в частных случаях.

При нагнетании пресных вод из коллекторов вытесняется не только нефть, но и значительный объем остаточной минерализо-

[illegible] воды. Одновременно происходит опреснение оставшейся свя-
[illegible].

Изменение состава флюида и соотношения его компонентов в коллекторе главным образом отражается на величинах собственных потенциалов и сопротивлении пластов - коллекторов.

Данные радиоактивных методов ГМ и НГМ, микрозондирования и кавернометрии, которые входят в стандартный комплекс, практически не отмечают, заводнен пласт или не заводнен. Их показания не могут быть непосредственно использованы при выделении обводнившихся пресной водой интервалов. Однако материалы этих исследований необходимы для правильной интерпретации при установлении границ пластов-коллекторов, литологических изменений и других факторов.

Выделение обводненных коллекторов по результатам исследований скважин методом СП

В результате обводнения создается неоднородность минерализации воды, заполняющей поры коллектора, что приводит к изменению формы и амплитуды кривой СП в обводнившихся пластах. Форма и величина амплитуды зависит от распределения пресной воды по пласту, наличия глинистых прослоев и минерализации воды в поровом пространстве породы.

Смещение линии глин

При обводнении кровельной или подошвенной части однородного пласта и когда растворы разной минерализации при отсутствии глинистого прослоя непосредственно контактируют в самом пласте, происходит резкое смещение линии глин в кровле или подошве, в зависимости от того, где прошла пресная вода. Вызвано такое смещение тем, что потенциал $U_{сп}$ против глин, контактирующих с зоной пласта, насыщенного пресной водой, ниже, чем потенциал $U_{сп}$ против глин, контактирующих с зоной пласта, насыщенной минерализованной

водой. Контакт же растворов разной минерализации в самом пласте по кривой $U_{сп}$ не отмечается.

В отдельных скважинах может наблюдаться несколько смещений линии глин, что дает возможность выделить соответствующее количество интервалов обводнения пластов. Так, в разрезе скв. 4080 (рис. 5) наблюдается двукратное ступенчатое смещение кривой $U_{сп}$.

При интерпретации необходимо учитывать факторы, вызывающие непостоянство линии глин, но не связанные с обводнением пластов. Различие в потенциале глин, покрывающих и подстилающих песчаных пластов, может быть вызвано неодинаковыми их литологопетрографическими свойствами, поэтому необходимо привлекать данные методов, на показания которых не влияет обводнение, – радиоактивных методов (ГМ и НГМ), микрозондирования и кавернометрии, позволяющих установить литологические изменения в разрезе.

Снижение кривой СП может быть связано с поляризацией электродов, но тогда смещение происходит постепенно и этим отличается от резких смещений линии глин обводненных пластов.

Обводнение средней части пласта. В однородном песчаном коллекторе прорыв нагнетаемых вод в средней части пласта не сказывается на кривой СП, посольку изменение кривой U происходит при заводнении всего пласта или его части, ограниченной глинистыми прослоями.

В коллекторах, отличающихся неоднородностью, как правило, отмечается отклонение кривой $U_{сп}$ в сторону увеличения потенциала в том интервале пласта, по которому прошла пресная вода. Это обусловлено строением коллектора, содержащим тонкие прослои глин, не фиксирующиеся методом СП (см. *рис.*5 скв. 4030).

Обводнение пласта по всей мощности. Значительно труднее, а во многих случаях и невозможно выделить по кривой $U_{сп}$ пласты, по которым нагнетаемая вода прошла по всей их мощности. Для пластов

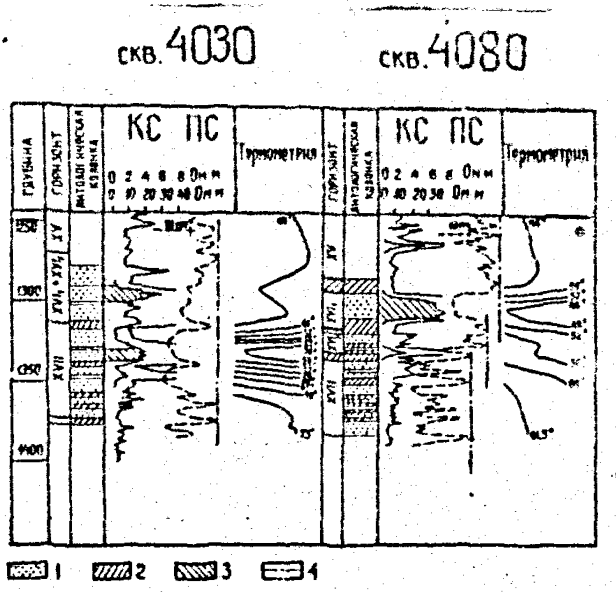


Рис.5. Примеры выделения обводнившихся пресной водой интервалов по показаниям методов СП и термометрии (месторождение Узень)

1 – нефтенасыщенный песчаник;

2 – глина аргиллит;

3 – нефтенасыщенный песчаник, промытый пресной водой;

4 – линия глин.

небольшой мощности (I-3 м) этот вопрос не решается, так как нельзя сказать уверенно, литологический ли фактор или обводнение изменяет величину ΔU_{cn}. Однородные пласты большой мощности могут быть выделены как обводнившиеся, если против них в разрезе рассматриваемой скважины отмечается аномально сниженная амплитуда ΔU_{cn}, не характерная для песчаников продуктивного разреза месторождения. Возникает необходимость в привлечении данных радиометрических методов. Например, небольшие значения гамма-активности, характерные для песчаных коллекторов позволят установить изменение амплитуды ΔU_{cn} из-за обводнения пласта.

Использование методов электрических сопротивлений

Для кварцевых слабоглинистых коллекторов (Татарии, Башкирии и др.) при заводнении нагнетаемой водой нефтеносных пластов возможно как уменьшение, так и увеличение удельного сопротивления обводненных пластов и прослоев. В связи с этим задача выделения обводненных пластов и прослоев по данным сопротивления не может быть решена однозначно.

Для полимиктовых коллекторов со значительным содержанием остаточной высокоминерализованной воды (Южный Мангышлак, Западная Сибирь и др.) можно ожидать существенного изменения величины сопротивления.

Нагнетаемые пресные воды вытесняют значительную долю нефти из коллекторов, приводя к снижению сопротивления; в то же время вытеснение подвижной части остаточной минерализованной воды увеличивает сопротивление коллектора. Однако увеличение сопротивления ограничено и будет ниже предельного из-за влияния поверхностной проводимости глинистого материала.

Отсюда необходимо выявить возможное различие нефтенасыщенных и обводненных пластов по показаниям методов электрометрии.

Для анализа удельного сопротивления пласта, сопротивления промытой зоны и зоны проникновения необходимо подобрать исходный материал; провести интерпретацию геофизических параметров обводнившихся пластов и их пропластков; сопоставить геофизические параметры обводненных пластов и интервалов с соответствующими параметрами нефтенасыщенных пластов (с начальным насыщением); выбрать характерные признаки для обводненных пластов и интервалов.

Исходным материалом являются геофизические данные по скважинам, пробуренным в зонах активного обводнения продуктивного разреза. В этих скважинах по термометрии, проведенной через 5–7 суток после цементажа, четко выделяются обводненные интервалы. Кроме того, необходимо использовать данные по скважинам, обводненные пласты в которых уверенно выделяются методом собственных потенциалов, по данным отбора проб жидкости, изменению пластовых давлений и т.д.

Затем проводится определение удельных сопротивлений пласта (или интервала), промытой зоны и зоны проникновения.

Распределения удельных сопротивлений строятся как для пластов с начальным нефтенасыщением, так и для обводненных закачиваемой водой. Построенное распределение (рис. 6) дает возможность установить минимальную критическую величину $\rho_{п\,кр}$ для обводненных интервалов. Коллекторы, имеющие удельное сопротивление ниже 9 Ом·м, являются нефтенасыщенными. В эту группу коллекторов могут быть отнесены также пласты, находящиеся на начальной стадии обводнения, когда происходит некоторое снижение сопротивления. На начальной стадии обводнения коллектор будет отдавать нефть с водой, и относить его к полностью обводнившимся пластам нельзя.

Для пластов, имеющих сопротивление выше критического, вопрос о характере насыщения по сопротивлению не решается.

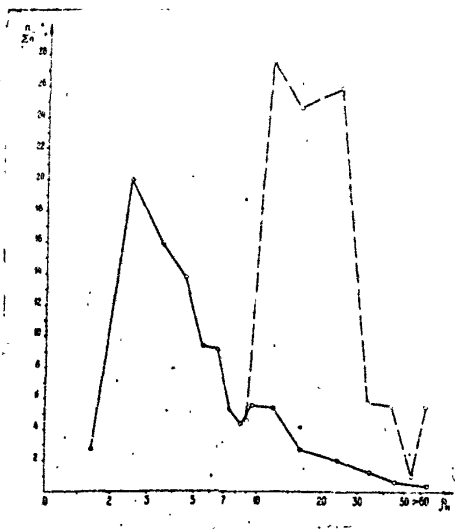


Рис. 6. Кривые распределения удельных сопротивлений нефтенасыщенных и обводненных коллекторов (месторождение Узень).

Анализ прискважинной зоны пласта включает изучение смены состава и соотношение флюидов в промытой зоне и зоне проникновения нефтенасыщенных и обводненных коллекторов. Для этой цели используются показатели геофизических методов экранированных зондов МБК и БК.

Физическими предпосылками решения этой задачи являются следующие положения:

в нефтенасыщенном коллекторе промытая зона пласта имеет более высокое сопротивление, чем зона проникновения вследствие влияния остаточной минерализованной воды в последней. Поэтому для нефтенасыщения пластов с глубокой зоной проникновения, характерной для неоднородных глинистых коллекторов, показания микроэкранированного зонда (МБК), отражающего сопротивление промытой зоны, будет больше показаний экранированного зонда (БК) - $\rho_к^{МБК} > \rho_к^{БК}$, где $\rho_к^{МБК}$ - кажущееся сопротивление промытой зоны; $\rho_к^{БК}$ - кажущееся сопротивление зоны проникновения.

Исключение могут составлять однородные с высоким нефтенасыщением пласты, зона проникновения в которых неглубокая. Тогда на показания БК будет влиять неизменная часть пласта и величина $\rho_к^{БК}$ будет высокой.

В обводненных пресной водой коллекторах сопротивление промытой зоны мало отличается от промытой зоны идентичных нефтенасыщенных коллекторов. Здесь пресный фильтрат будет замещать пресную нагнетаемую воду вместо нефти, а количество невытесненной нефти будет одного порядка ($К_{он}$ = 0,2 ÷ 0,3).

В зоне же проникновения соотношение флюидов меняется. В зависимости от длительности обводнения коллекторов пресная вода в результате вымывания и диффузионных процессов опресняет связанную воду. Кроме того, а этой зоне процент остаточной нефти значительно выше, чем в промытой зоне ($К_{он}$ = 0,4 ÷ 0,5).

Все эти факторы повышают сопротивление зоны проникновения относительно промытой зоны. В обводненных интервалах имеет место как бы обратное превышение значений:

Состав флюидов в зоне проникновения в нефтяных и обводненных пресными водами пластах дает основание предполагать, что величины кажущегося сопротивления экранированного зонда (БК) в нефтенасыщенных пластах будут меньше, чем в обводнившихся интервалах, так как в первом случае будет смесь из остаточной минерализованной воды остаточной нефти и пресного фильтрата, а во втором – пресной воды, остаточной нефти и пресного фильтрата.

Для установления различия сопротивлений ближайшей зоны пласта, разделения коллекторов по характеру насыщения лучше проводить сопоставления $\rho_к^{БК}$ или $\rho_к^{БК}/\rho_ф$ (где $\rho_ф$ – удельное сопротивление фильтрата бурового раствора с геофизическим параметром $\Delta J\gamma$; ($\Delta J\gamma$ – двойным разностным параметром ГМ), тесно связанным с проницаемостью коллекторов, глинистость которых колеблется в широких пределах. Отношение $\rho_к^{БК}/\rho_ф$ позволяет исключить ошибки за влияние различных буровых растворов в сопоставляемых скважинах.

В системе координат $\rho_к^{БК}$ и $\Delta J\gamma$ (рис. 7,а) и $\rho_к^{БК}/\rho_ф$ и $\Delta J\gamma$ (рис. .7,б) эмпирически устанавливаются граничные линии, разделяющие пласты по характеру насыщения. График "а" дает в первом приближении величину критического кажущегося сопротивления в частности, для коллекторов Узени $\rho_{к.кр}^{БК} \approx 6$ Ом·м. Для большей части обводненных пресной водой интервалов зона проникновения имеет сопротивление выше 6 Ом·м и ни один из них не попал в зону распределения низких значений. Обводненные пласты, значительно охлажденные (на несколько градусов), группируются в интервале с координатами $\rho_к^{БК}$ от 8 до 12 Ом·м и $\Delta J\gamma$ от 0,1 до 0,4. Отмеченное распределение еще более четко видно на графике "б".

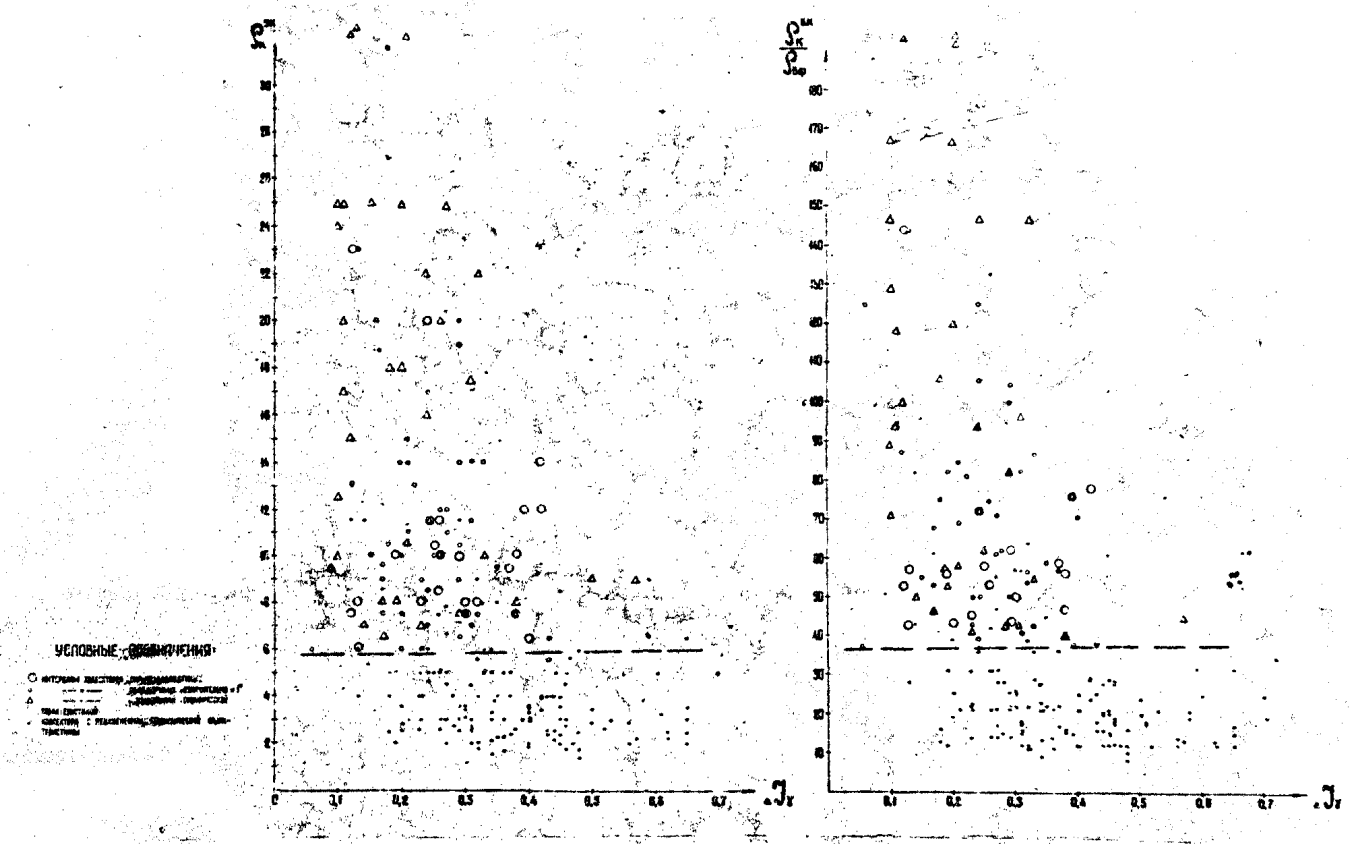


Рис. 7. Сопоставление значений $\rho_к$ и J_γ для обводне... ых и нефтенасыщенных интервалов (месторождение Узень).

Пласты-коллекторы с координатами ниже граничной линии имеют соотношение $\rho_к^{БК} < \rho_к^{МБК}$, характерное для нефтенасыщенных пластов. Для пластов, лежащих в верхней зоне имеет место обратное соотношение $\rho_к^{БК} > \rho_к^{МБК}$ и в отдельных случаях $\rho_к^{БК} = \rho_к^{МБК}$.

В качестве примера на рис. 8 показан наиболее информативный комплекс геофизических исследований, используемые для качественной оценки характера насыщенности коллекторов. Интервалы обводнения выделены по уверенным признакам - данным термометрии и искажению $U_{сп}$. Им соответствуют наиболее высокие значения $\rho_к^{БК}$, превышение $\rho_к^{БК}$ над $\rho_к^{МБК}$ и высокие удельные сопротивления.

Показания экранированных методов МБК и БК дают возможность выделить мощность обводнившегося интервала, когда вода прошла не по всей мощности пласта. Так, устанавливая искажение $U_{сп}$ в пластах или скачки линии глин (см.рис. 5), можно отметить, что в первом случае обводнилась какая-то мощность пласта, а во втором - вода прошла в подошвенной его части, не затронув его кровельную часть. Выделение мощности обводненных интервалов показаны на рис. 8.

Таким образом, по комплексу геофизических исследований необсаженных скважин интервалам, обводненным пресной нагнетаемой водой, соответствует искажению диаграммы СП (относительное уменьшение амплитуды аномалии по сравнению с нефтенасыщенными пластами; резкое смещение линии глин).

В полимиктовых коллекторах с повышенным содержанием высокоминерализованной остаточной воды, кроме признаков по СП, выделение обводненных пластов и интервалов в ряде случаев возможно:

- по величине критического удельного сопротивления ($\rho_к \geq \rho_{к.кр}$);
- по соотношению показаний экранированных зондов ($\rho_к^{БК} > \rho_к^{МБК}$);
- по критической величине кажущихся сопротивлений экранированного зонда ($\rho_к^{БК} \geq \rho_{к\,кр}^{БК}$).

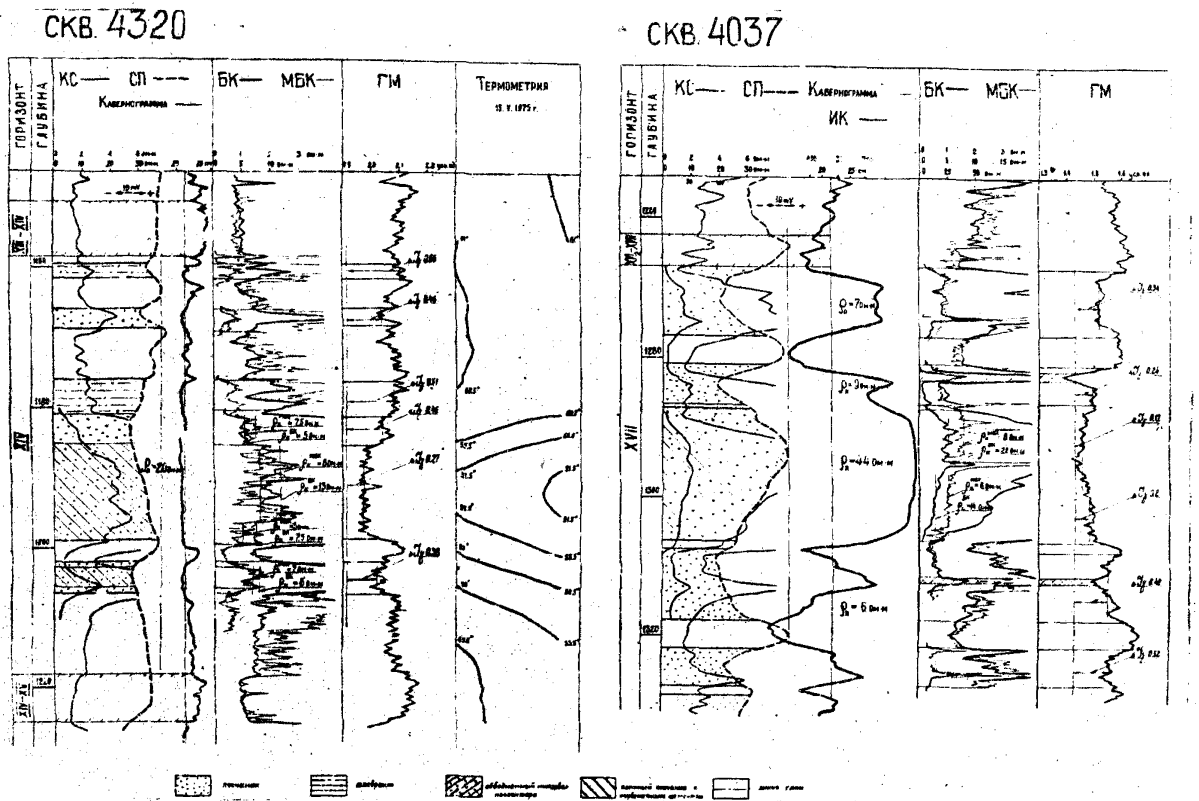


Рис. 8. Пример выделения обводнившихся пресной водой интервалов по комплексу геофизических методов и термометрии.

В этом случае обводненный интервал устанавливается по показаниям экранированных зондов (БК, МБК).

Способ для разделения нефтенасыщенных и обводненных интервалов или пластов в условиях обводнения разреза слабо минерализованными водами, основанный на наблюдении за процессом расформирования зоны проникновения.

Данный способ основан на различной скорости расформирования зоны проникновения, образующейся в нефтенасыщенных и водонасыщенных пластах при вскрытии разреза (РД 39-3-54-78). После спуска и цементирования обсадных труб происходит изоляция пластов-коллекторов от скважинной жидкости и смешивание фильтрата бурового раствора с водой, насыщающей пласт. При этом в водонасыщенных интервалах процесс расформирования зоны проникновения происходит быстрее, а в нефтенасыщенных - медленнее, так как их фазовые проницаемости для воды резко различаются. Контроль за расформированием зоны проникновения проводится в обсаженной неперфорированной скважине нейтронными методами. В качестве индикаторного элемента используется бор, обладающий аномально высоким сечением захвата тепловых нейтронов. Для реализации этого метода при вскрытии интересующей части продуктивного разреза в глинистый раствор добавляются техническая бура, борный ангидрит или октаборат натрия. Исследование скважины нейтронными методами (НГМ, ННМ, ИНГМ или ИННМ) проводится трижды: перед обсадкой, через 1-2 дня после цементирования и через 20 суток после пуска скважины в эксплуатацию.

Нейтронные методы могут использоваться также для контроля за обводнением разреза в добывающих скважинах. Если вытеснение нефти происходит водами высокой минерализации, то не требуется никаких дополнительных воздействий на призабойную зону пластов.

Если же разрез обводняется слабоминерализованными водами, то в пласты, вскрытые перфорацией, закачивается минерализованная вода или раствор, содержащий бор. Затем производится изоляция интервала перфорации (путем спуска "летучки", цементной заливкой и т.д.) и разрез исследуется нейтронными методами описанным ранее способом.

Использование ОПК и ГДК

Если описанные выше способы недостаточно эффективны, для выделения обводненных пресными водами пластов необходимо использовать пробоотборники на кабеле (ОПК) или приборы гидродинамического каротажа на кабеле (ГДК).

При отборе проб пластового флюида опробователями на кабеле в 80 % случаев отбирают водный фильтрат. О насыщении пласта судят по компонентному составу углеводородных газов в отобранной пробе. Выделение заводненных коллекторов основано на том, что при движении закачиваемой воды по нефтяному пласту он обогащается метаном. Главным критерием при интерпретации данных компонентного анализа проб флюида, отобранного в эксплуатируемого пласта, является относительное содержание метана в составе углеводородных газов. В пробах, отобранных из необводненных коллекторов, содержание метана находится в диапазоне 30-60 %, а в интервале заводненных коллекторов – от 65 до 95 %.

Метод имеет следующие ограничения. При образовании глубокой зоны проникновения, характерной для пластов с пониженным давлением, водоносные пласты могут быть ошибочно проинтерпретированы как нефтеносные. В обводненных прослоях с высокой текущей нефтенасыщенностью характеристика по данным ОПК не отличается от нефтенасыщенных прослоев.

Определение пластового давления в пропластках существенно повышает эффективность метода. В условиях заводнения закачиваемыми водами в неоднородном по проницаемости пласте с глинистыми пе-

ремычками или в пачке пластов обводняющийся прослой (пласт), как правило, имеет повышенное пластовое давление, а невырабатываемый нефтеносный прослой (пласт) – пониженное пластовое давление. Это позволяет по профилю давления в таком пласте или пачке выбрать интервалы с возможным обводнением и, отобрав из них пробу флюида, определить их характер насыщения. В условиях песчаноглинистых коллекторов эффективность метода ОПК при выявлении обводнившихся прослоев составляет 70–80 %.

Метод диэлектрического каротажа (ДК) использует различие в диэлектрической проницаемости ε воды (80 отн.ед.) и нефти (2,5 отн.ед.). Для нефтеносных песчаников ε = 5 ÷ 13 отн.ед., для коллекторов заводненных пресной водой – более 15 отн.ед. Недостатком метода является его малая глубинность. Он неэффективен в пластах с глубокой зоной проникновения. Эффективность метода падает с увеличением глинистости пород и снижения их удельного сопротивления.

В целом эффективность геофизических исследований скважин (ГИС) при выявлении обводненных пресными водами пластов в открытом стволе недостаточная. Для ее повышения, кроме комплекса методов ГИС (ИК, ДК, ОПК, ГДК), желательно использовать исследования испытателями пластов на трубах (ИПТ).

3.3.3. Выделение интервалов обводнения и обводненных пластов в добывающих скважинах

Наибольший объем исследований по выявлению интервалов обводнения выполняется в добывающих скважинах с перфорированными нефтеносными пластами. Для выявления интервалов обводнения в этих условиях используется широкий комплекс методов:

- методы, изучающие пласт, – ИНК, ИНК-Т, НГК, ГК;
- методы, изучающие состав жидкости в стволе скважины, –

гамма-плотнометрия (ГГП), диэлектрическая влагометрия, резистивиметрия, кислородный каротаж скважинной жидкости (КНАМ);

– термометрия.

Методика проведения и принципы интерпретации методов, изучающих пласт, принципиально не отличаются от тех, которые используются при исследованиях неперфорированных пластов. Однако их эффективность при исследовании перфорированных пластов существенно ниже из-за влияния "ближней зоны". Наиболее достоверно данные о характере насыщения пласта могут быть получены методом ИНК в модификации ИНГК в условиях высокой минерализации и ИННК при низкой минерализации обводняющих вод. Эффективность ИНК в перфорированном пласте снижается на начальном этапе обводнения. Это обусловлено тем, что прорыв воды в прискважинной зоне перфорированного пласта начинается, как правило, по маломощным прослоям с повышенной проницаемостью, составляющим незначительную долю вскрытой мощности.

Основными для определения интервалов обводнения являются методы, изучающие состав в стволе скважины, в комплексе с данными механической, термокондуктивной расходометрии и высокочувствительной термометрии.

Исследование состава флюида в стволе скважины

Поток флюида в стволе скважины обычно представляет собой смесь нефти, воды и газа, различающихся физическими свойствами: плотностью в диапазоне 0,1–1,2 г/см^3, диэлектрической проницаемостью от 1 до 80, удельным электрическим сопротивлением от 0,01 Ом·м до сотен и т.д. На этих различиях базируются методы изучения состава жидкости, заполняющей скважину. Они предназначены для выявления притока воды из перфорированного нефтегазоносного пласта в действующей скважине. Методы изучения состава смеси в стволе скважины разделяются на объемные, определяющие среднюю по сечению колонны величину исследуемого физического свойства смеси измерения гамма-плотномеры по рассеянному излучению и градиент-

манометром); локальные, определяющие физический параметр смеси в месте нахождения детектора прибора (диэлькометрическая влагометрия, измерения гамма-плотномером по просвечиванию); инверсионные, фиксирующие изменения структуры потока (резистивиметрия).

Для водонефтяной и газоводяной смесей характерны две основные структуры потока: нефть (газ) диспергирована в виде капель (пузырьков) в воде - гидрофильная смесь; вода диспергирована в нефти (газе) - гидрофобная смесь, а также промежуточная структура - инверсионная смесь. Электропроводность, диэлектрическая проницаемость, теплопроводность в основном определяются свойствами вмещающей компоненты смеси и мало зависят от свойств диспергированного компонента. Режимы течения смеси подразделяются на ламинарный при $R_e < 2320$, турбулентный - при $R_e > 4000$ и переходный - при $2320 < R_e < 4000$, где R_e число Рейнольдса. В восходящем потоке гидрофильной смеси, воде или нефти возможно существование всех трех режимов течения в инверсионной смеси могут существовать переходный и турбулентный режимы, в гидрофобной смеси - только турбулентный режим.

При движении потока отдельно его окомпоненты могут двигаться с разными скоростями. Методы, реагирующие на содержание воды в движущейся смеси, определяют ее мгновенное содержание $W_{в.м}$, отличающееся от содержания $W_{в.о}$ воды в пробе, отобранной из скважины на поверхности. Различие между $W_{в.м}$ и $W_{в.о}$ определяется коэффициентом задержки $K_з = \frac{v_н}{v_в}$, где $v_в$ и $v_н$ - скорости нефти, газа и воды

$$W_{вм} = \frac{K_з W_{в.о.}}{1 - W_{в.о.}(1 - K_з)} \qquad (3.4)$$

Для ламинарного потока характерно параболическое распределение скорости по диаметру колонны и величина $K_з > 1$. Неравномерность распределения нефти и воды по сечению колонны и обтекание

каплями нефти датчика прибора в ламинарном потоке гидрофильной смеси существенно завышают величину W в.м по сравнению с $W_{в.о}$. Для турбулентного потока характерны равномерные распределения скоростей и соотношения компонентов смеси, при этом величина $K_з \approx 1$. Изменение величины обводненности в стволе $\Delta W_в$, вызванное притоком смеси $Q_п$, можно оценить по выражению

$$\Delta W_в = (W_п - W_в)\frac{Q_п}{Q+Q_п}, \qquad (3,5)$$

где $W_п = \frac{Q_{в.п.}}{Q_п}$ – обводненность притекающего потока;

$Q_{в.п.}$, $Q_п$ – дебиты притекающей воды и восходящего потока.

Диапазон изменения обводненности в различных точках сечения колонны следующий: гидрофильная смесь – $0 \leq W_{в.о} \leq 100$ %, $60\ W_{в.и} \leq 100$ %, инверсионная смесь – $0 \leq W_{в.м} \leq 60$ %, $\frac{\sqrt{\mu_в}}{\sqrt{\mu_в}+\sqrt{\mu_н}} \leq C_в \leq 60$ %, гидрофобная смесь – $0 \leq C_{в.о} \leq \frac{\sqrt{\mu_в}}{\sqrt{\mu_в}+\sqrt{\mu_н}}$

где $\mu_в$, $\mu_н$ – вязкости воды и нефти.

Наиболее благоприятен для определения обводненности и выявления притока воды турбулентный поток гидрофобной смеси ($0 < W_в < 30$ %), и наименее благоприятен ламинарный поток гидрофильной смеси, особенно при наличии застойной воды в скважине, когда скорость потока недостаточна для ее выноса на поверхность. Переход одного типа смеси в другой сопровождается скачкообразным изменением ее физических свойств. На диаграммах этот скачок свойств фиксируется резким изменением показаний (прежде всего инверсионных методов) и интерпретируется как водонефтяной раздел (ВНР). За положение ВНР принимается переход инверсионной смеси в гидрофобную. Часто интервал ствола, занятый инверсионной смесью, мал и не фиксируется на диаграммах. При ламинарном течении гидрофильной смеси раздел типов смеси обычно одновременно является и разделом режимов течения, т.е. выше ВНР происходит турбулизация потока. В малодебитных скважинах с застойной водой смесь флюидов остается гидрофильной с ламинарным режимом течения во всем интервале фильтра, в том чис-

ле и при минимальной обводненности пластового флюида. Нефть и газ барботируют в виде капель, слегов, пузырьков через воду и $K_э \to \infty$. В таких условиях эффективное исследование притока и его состава возможно только пакерными приборами. В пакерном приборе, благодаря уменьшению сечения потока и его направляющей трубе, возможна турбулизация потока и, как следствие, $K_э \approx 1$.

Для исследования состава флюида в стволе скважины применяются гамма-плотнометрия, диэлькометрическая влагометрия, резистивиметрия, а также кислородный активационный нейтронный гамма-каротаж.

Гамма-плотнометрия

Гамма-плотнометрия (ГПП) для определения плотности скважинной жидкости используется метод гамма-просвечивания. Установка для ГПП включает детектор и источник мягкого гамма-излучения с энергией менее 100 кэв. Коллимированное по оси прибора излучение обеспечивает исследование флюида, находящегося между источником и детектором, и исключает влияние скважины. В основу интерпретации метода ГПП положена зависимость

$$\ln J_0/J = \mu_э \cdot \gamma \cdot h$$

где J_0 и J – интенсивность регистрируемого излучения соответственно при отсутствии и наличии флюида;

$\mu_э$ – эффективный коэффициент ослабления излучения;

h – толщина просвечиваемого флюида.

Гамма-плотномер должен иметь измерительную установку, обеспечивающую определение плотности жидкости в действующих скважинах с погрешностью не более 0,1–0,02 г/см^3. Для исследования низкодебитных скважин необходимо использовать в гамма-плотномере пакерующую систему измерений. Прибор должен быть снабжен детектором для записи диаграммы ГК с целью привязки к разрезу и учета

аномалий гамма-активности.

Прибор калибруется в жидкостях различной плотности в диапазоне 0,7 + 1,3 г/см^3. Калибровочный график (рис. 9) представляет собой зависимость $\frac{J}{J_{пр.в}} = f(\gamma)$, $J_{пр.в}$ – измерение в пресной воде с плотностью 1 г/см^3. Перед каждым исследованием скважины выполняется эталонировочное измерение в эталонировочном устройстве, заполненном пресной водой. Пользуясь калибровочным графиком и данными эталонирования, значения гамма-плотномера, снятые с диаграммы, переводятся в величины плотности жидкости. С этой целью шкалу плотности строят непосредственно на диаграмме.

Измерения в скважинах включает запись основной и контрольной диаграммы в масштабе 1:200 со скоростью 100-200 м/ч. Для привязки глубин к разрезу одновременно с записью установкой гамма-плотномера регистрируется кривая ГК. При неустойчивом режиме работы скважины стабильность работы прибора проверяется по контрольной записи в зумпфе скважины. Поскольку на забое скважины обычно скапливается осадок, не рекомендуется опускать прибор ниже уровня осадка при записи контрольной диаграммы.

Содержание воды $W_в$ по измеренной плотности смеси в стволе скважины определяют по формуле

$$W_в\,\% = \frac{\gamma - \gamma_н}{\gamma_в - \gamma_н} \cdot 100 \qquad (3.6)$$

где $\gamma_в$, $\gamma_н$ – плотности нефти и воды, определенные по измерениям в эталонировочном устройстве и приведенные к пластовым условиям.

Данные ГТП интерпретируют совместно с профилем притока (рис. 10). При отсутствии сведений о плотности воды, обводняющей пласт, интерпретация выполняется на качественном уровне. Если против интервала притока фиксируется относительное увеличение плотности, то предполагается, что из него притекает вода, а если

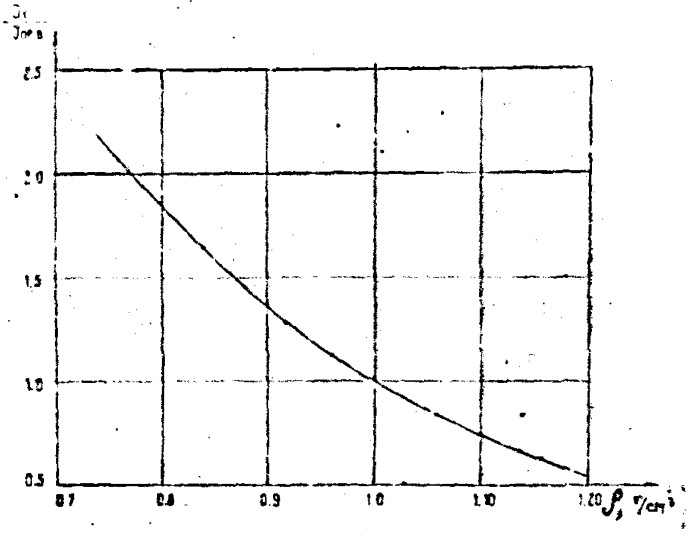


Рис. 9. Калибровочная зависимость для гамма-плотномера

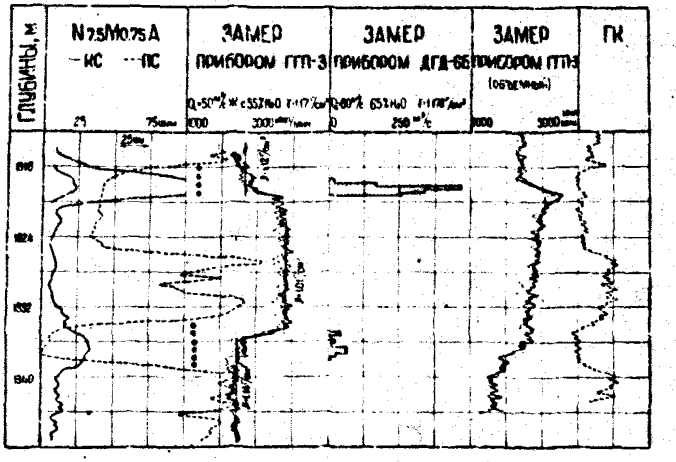


Рис. 10. Результаты исследований через межтрубное пространство глубинно-насосной скв. 429 Абдуллинской площади (Башкирия).

понижение плотности, то нефть или более пресная вода. Отсутствие изменения плотности против интервала притока интерпретируется как приток жидкости с той же плотностью, что и в стволе скважины.

Границы обводняющегося интервала отбиваются по началу изменения кривой ГГП снизу вверх. Для обводняющегося интервала в подошве пласта отбивается обычно его верхняя граница по началу увеличения значений ГГП (уменьшения плотности). При обводнении интервала в середине пласта отбиваются нижняя по спаду и верхняя по увеличению значений точки на кривой ГГП. При обводнении кровли пласта отмечают нижнюю границу интервала по спаду значений на кривой ГГП.

Интерпретацию исследований гамма-плотномерами затрудняет гамма-активность, связанная с радиогеохимическими аномалиями, влияние застойной воды в колонне, затрубная циркуляция воды из-за нарушения герметичности цементного кольца, неравномерный характер отдачи пласта во времени.

В насосных скважинах, оборудованных СШН, как правило, низкодебитных и с высоким уровнем обводнения, условия для применения ГГП весьма неблагоприятны.

Диэлькометрическая влагометрия

Используется зависимость показаний метода от диэлькометрической проницаемости скважинного флюида. Датчиком влагомера служит конденсатор проточного типа, включенный в колебательный контур генератора. Применяют два типа влагомеров: пакерный и беспакерный (рис. II). Беспакерные влагомеры не уступают пакерным при работе в турбулентном потоке, особенно смеси гидрофобного типа (выше ВНР), когда изменением обводненности по сечению колонны можно пренебречь. В пакерном приборе через датчик пропускается почти вся смесь (коэффициент пакеровки обычно меньше 1). Это

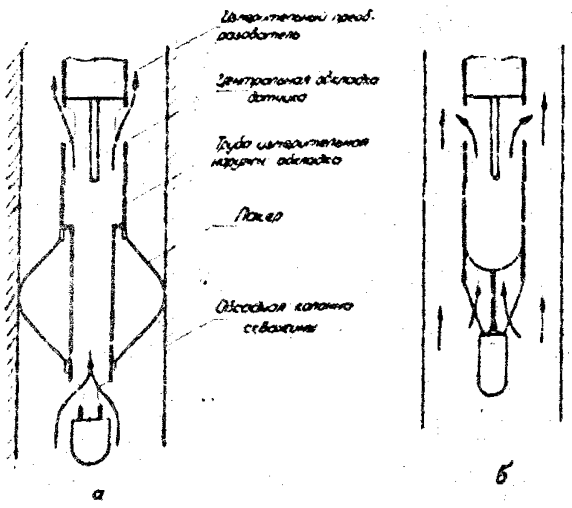


Рис. II. Схематические конструкции пакерных (а) и беспакерных (б) влагомеров (стрелками показано направление движения смеси).

позволяет исследовать гидрофильные смеси при ламинарном потоке, характерном для низкодебитных скважин. Однако перетоки по затрубному пространству способны исказить результаты, получаемые с пакерными приборами. Преимуществом диэлькометрических влагомеров по сравнению с гамма-плотномерами является более высокая чувствительность к изменениям содержания воды в гидрофобной смеси, а недостатком – зависимость показаний от структуры смеси и меньшая чувствительность к изменению содержания воды в гидрофильной смеси, особенно при обводненности более 60 %. Градуировочный график влагомера представляет зависимость величины $f^* = \frac{f_в - f}{f_в - f_н} = \varphi$ где $f, f_н, f_в$, показания прибора в смеси, нефти и воде (рис. 12). Его строят по измерениям в вертикальной трубе, в которую подают водонефтяную смесь, приготовленную на нефти данного месторождения в буферной емкости. Влагомер снабжается также температурной характеристикой $f = f(T°C)$. Погрешность определения содержания воды в гидрофобной смеси не превышает 3 % абсолютных. Чувствительность к изменению содержания воды в нефти достигает 0,5 %. Перед спуском в скважину влагомер эталонируют в нефти и в воде при температуре 20 °С. Регистрируют непрерывные кривые изменения частоты колебания контура с глубиной скважины и выполняют измерения при остановках прибора. В действующей скважине измерения выполняют в интервалах фильтра и 20 м прилегающих к нему лифтовых труб. Измерения остановленным прибором выполняют в интервале перфорации (обычно на тех же глубинах, где измерялся дебит механическим дебитомером), а также в местах резких изменений показаний на диаграммах. Дополнительно записывают диаграмму ниже ВНР в кратковременно остановленной скважине. При обзорных исследованиях допускается скорость подъема прибора 1000–1500 м/ч и погрешность измерений 6 %, при детальных исследованиях – 100–150 м/ч и погрешность 3 %. Рекомендуемый масштаб записи без

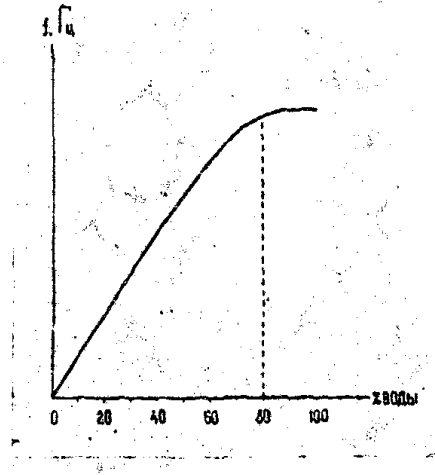


Рис. 12. Градуировочная зависимость влагомера

компенсации: I,2 – $\frac{f_в}{\ell_m}$ Гц/см (где ℓ_m – ширина шкалы диаграммы) или с компенсацией на величину $0{,}8\,f_н$: I,2 – $\frac{f_в - f_н}{\ell_m}$ Гц/см. Непрерывную запись выполняют с закрытым пакером при спуске прибора. Измерения остановленным прибором выполняют с полностью открытым пакером. Между измерениями, при подъеме прибора, записывают непрерывную кривую, для чего пакер прикрывают. На диаграммах и гистограммах наносят шкалу в единицах содержания воды, пользуясь градуировочным графиком $f = \varphi(W_в)$, исправленным за влияние температуры. Опорные величины $f_в$ и $f_н$ рекомендуется устанавливать по данным измерений в скважине (величину $f_н$ в безводный период эксплуатации).

Первичный материал по исследованию скважин влагомером может быть представлен либо в виде графиков в координатах "глубина–влагосодержание" (рис. I3), кривая W, когда снят интегральный профиль влагосодержания в фланцах) или "время–влагосодержание" (когда снята кривая изменения влагосодержания во времени), либо в виде таблиц.

Обычно интегральный профиль влагосодержания совмещается с интегральным профилем притока продукции (см. рис. I3 кривая Q). Совместная обработка данных механической дебитометрии и влагометрии позволяет определить количество воды и нефти, притекающих из интервала притока:

$$\Delta Q = Q_2 - Q_1,$$
$$\Delta Q_в = Q_2 W_2 - Q_1 W_1,$$
$$\Delta Q_н = \Delta Q - \Delta Q_в,$$

где ΔQ – суммарный приток;

Q_2, Q_1 – дебиты;

$\Delta Q_в, \Delta Q_н$ – приток воды и нефти;

W_2, W_1 – обводненность непосредственно над и под интервалом притока.

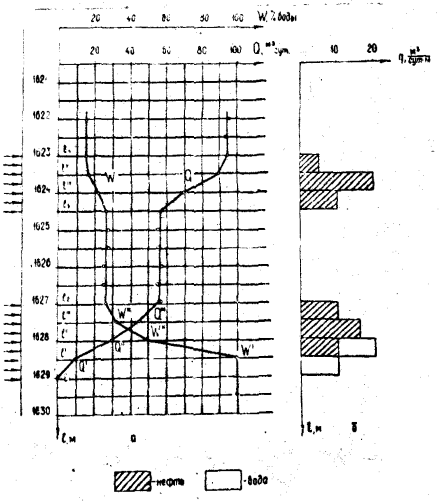


Рис. 13. Интегральные и дифференциальные кривые профилей расхода и обводнения

Таким образом определяются по отдельности расходы (дебиты) нефти и воды всех участков и на графике удельного расхода наносятся данные по нефти и по воде.

Анализируя результаты исследования скважины комплексом, включающим пакерный влагомер-расходомер (рис. I4), видим, что применение беспакерных датчиков состава не позволяет выделить обводненный интервал из-за низкого дебита скважины (дебит 53 $м^3$/сут при обводненности 30 %). Исследования комплексным пакерным прибором "Кобра-36 РВ" позволили выделить как работающую мощность перфорированного пласта, так и его обводненную часть.

Резистивиметрия

Применяют бесконтактные индукционные резистивиметры, предназначенные для измерений удельной электрической проводимости и одноэлектродные резистивиметры на постоянном токе для измерения удельного электрического сопротивления (УЭС). Их назначение - разделение типов смесей на гидрофильную, имеющую УЭС, близкое к воде, и гидрофобную, имеющую УЭС, близкое к нефти, и установление положения ВНР. Более совершенны индукционные резистивиметры, основанные на измерении электропроводности жидкостного объемного витка связи методом вихревых токов, с индукционным датчиком проточно-погрузочного типа. Индукционная резистивиметрия, наряду с решением перечисленных задач, позволяет установить структуру потока гидрофильной смеси (капельная, четочная); приток воды в гидрофильную смесь с минерализацией, отличной от минерализации воды в колонне; струйные притоки воды в гидрофобную смесь и нефти в гидрофильную смесь; выявить инверсионный тип структуры потока. Ее достоинством является возможность индикации слабых притоков нефти в скважину, заполненную водой, и высокая чувствительность к изменению минерализации

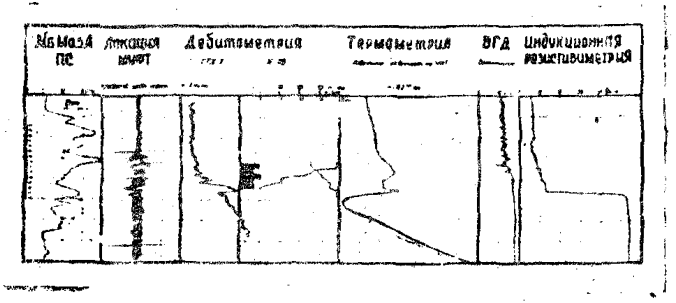


Рис. 14. Результаты исследования скв. 6386 Самотлорской площади.

притекающей воды. Индукционный резистивиметр типа РИС-36 измеряет удельную электрическую проводимость S в диапазоне 0,1-30,0 См/м при наиболее крупном масштабе регистрации 0,05 См/м на 1 см. Прибор калибруют при температуре 20 °С в цилиндрическом сосуде диаметром 150 мм в водном растворе $NaCl$ с удельными проводимостями 0,1-0,3; 1 - 3; 20-30 См/м при постепенном повышении минерализации раствора. Определяют постоянную датчика

$$K_A = \frac{1}{R_T S_p}$$

где R_T - сопротивление на образцовом магазине сопротивления, эквивалентное измеренному значению сопротивления раствора;

S_p - удельная электропроводность раствора, измеренная образцовым кондуктомером.

В фонтанирующей скважине измерения выполняют при спуске прибора с охватом 10-20 м интервала лифтовых труб фильтра и зумпфа до уровня осадка. Если запись повторяют при подъеме прибора, то он погружается на 1-2 м, не доходя осадка, во избежание засорения канала датчика. Применяют следующие масштабы записи диаграмм удельной проводимости: 0,05-0,2 См/м на 1 см при поступлении воды с 5 См/м; 0,5-2,5 См/м на 1 см при поступлении воды с 5 См/м. В высокодебитных скважинах с Q = 100 м^3/сут и обводненности до 60 % измерения выполняют тремя параллельно включенными масштабами, соотносящимися как 1:5:25, причем предел первого масштаба превышает 10 % от удельной проводимости воды. При обводненности более 60 % или при дебитах ниже 50-100 м^3/сут (при наличии застойной воды в стволе скважины) диаграммы записывают в одном масштабе, но начало отсчета смещают на величину S застойной воды. Запись производят в масштабе глубин 1:200 при скорости движения прибора 400-600 м/ч. Перед записью и после нее выполняют контрольные измерения: фиксируют нуль пишущего

прибора, показания прибора в воздухе в позиции стандарт-сигнал, величину скомпенсированного сигнала; в скважине, кроме того, записывают наложенный стандарт-сигнал в интервалах стабильных показаний: в зумпфе, в застойной воде без нефти и газа, в гидрофобной среде, когда S = 0. Шкала диаграммы линейна в единицах См/м. В показания вводят поправки за температуру по зависимости величины S раствора $NaCl$ от температуры. При незначительном изменении температуры в интервале исследования допускается его приближенный учет (2,5 % изменения S на I °С). Интерпретация данных индукционной резистивиметрии выполняется на основании типовых диаграмм. О типе флюида в стволе скважины судят по величине S. При записи в гидрофильной смеси, представленной эмульсией нефть в воде, диаграмма изрезана хаотическими выбросами в сторону уменьшения S. Эти выбросы невелики при капельном режиме течения и резко увеличиваются в виде пачек при четочном режиме. В гидрофобной смеси на фоне нулевых значений возникают выбросы в сторону увеличения S. При промежуточном типе смеси диаграмма имеет вид изрезанной кривой со средними значениями S.

Пример применения индукционного резистивиметра (рис. I5): скв. I476 Арланской площади была исследована комплексом геофизических методов, включающим расходомер ДГД, термоэлектрический дебитомер СТД, гамма-плотномер, индукционный резистивиметр, беспакерный влагомер ВВСТ-I, термометр. Скважина имеет открытый забой в интервале 795–824 м и эксплуатируется механизированным способом.

Подвеска насоса НГВ-I-43 на глубине 785 м.

Исследования проведены через межтрубное пространство при дебите нефти 5–6 т/сут и обводненности I4–I7 %.

По данным ДГД и СТД приток флюида отмечается в интервалах

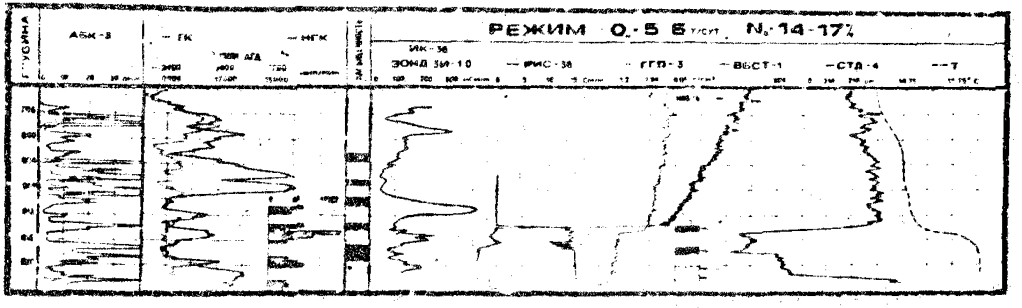


Рис. 15. Результаты исследования насосной скважины через межтрубное пространство комплексом методов, включающим индукционный резистивиметр

813,6–814,6; 817–818; 820–820,8; 821,6–822,6 м.

Нефтеводораздел в скважине по данным ГГП, СТД, РИС-36 и влагомера ВБСТ-I находится в интервале верхнего пропластка, активно отдающего нефть по показаниям всех методов состава. Приток флюида из нижних трех отдающих интервалов происходит под уровень застойной воды и по данным беспакерного гамма-плотномера ГГП характеризуются 100 % -ной обводненностью. По данным индукционного резистивиметра и влагомера из интервала 817–818,2м четко фиксируется поступление нефти через застойную воду. Из нижних двух отдающих пропластков поступает вода.

В ряде случаев (например, на месторождениях Мангышлака, где часто невозможно использование гамма-плотномеров из-за высокой гамма-активности пород) индукционный резистивиметр применяется как основной метод исследования обводненных скважин, в том числе и при условии сложного обводнения водами различной минерализации при совместной эксплуатации нескольких пластов.

Одноэлектродные резистивиметры на постоянном токе используются для установления типа смеси и положения ВНР. Резкое различие величин УЭС этих двух типов смеси позволяет проводить измерения на качественном уровне без калибровки прибора. Достоинством прибора является простота его схемы, позволяющая объединять токовый резистивиметр в одном приборе с другими датчиками, например, с термометром. Электрод токового резистивиметра изготовляется из меди или латуни с полированной поверхностью (во избежание налипания нефти) и защищается фонарем. Сопротивление изоляции между электродом и корпусом прибора должно быть не менее 2 МОм. Измерения проводят при подъеме прибора с захватом интервалов зумпфа, фильтра и лифтовых труб. Скорость подъема прибора не превышает 1000 м/ч. Запись диаграмм осуществляется пишущим прибором малой чувствительности в масштабе глубин 1:200 (рис. 16).

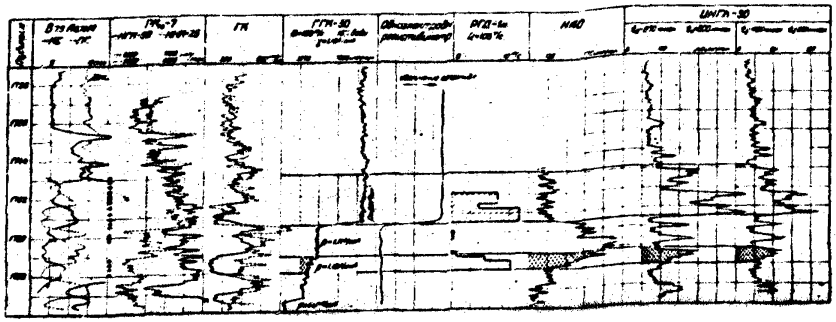


Рис. I6. Результаты комплексных исследований с целью определения обводненных интервалов по фонтанирующей скважине № I685 Ижно-Ромашкинской площади. Дебит скважины I00 т/сут, из них I6 % воды удельного веса, I,I8 г/см^3. Результаты измерений плотномером и расходомером показывают, что интервал I766,4-I768 м и отдает пластовую воду с плотностью I,I8 г/см^3, а интервал I764,6-I766,4 м - нефть с большим содержанием воды (ρ = I,II г/см^3). Интервал I759,3-I76I,2 м не дает притока.

4. КОНТРОЛЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЗАЛЕЖИ

4.I. Контроль пластовых и забойных давлений на скважинах

4.I.I. Определение забойного давления

Забойным давлением называется давление флюидов в действующих добывающих и нагнетательных скважинах на глубине середины интервала перфорации. В добывающих скважинах забойное давление меньше пластового на величину забойной депресси.. давления, в нагнетательных скважинах превышает пластовое на величину забойной репрессии.

Забойные давления определяются с целью гидродинамических исследований скважин и контроля работы скважин и скважинного оборудования.

В зависимости от конструкции скважины, способа ее эксплуатации, технического состояния и типоразмеров установленного оборудования забойные давления определяются:

I) по данным прямого измерения глубинными манометрами непосредственно на забое скважины (в фонтанных, газлифтных, нагнетательных скважин, а также в скважинах механизированного фонда, оборудованных для спуска глубинных приборов через затрубное пространство);

2) по данным измерения динамических уровней жидкости или прямых измерений глубинными манометрами в точках, отстоящих на значительном расстоянии от забоя (скважины, оборудованные ЭЦН и СШН, фонтанные, газлифтные, и нагнетательные скважины, в которых по техническим причинам невозможен спуск приборов на забой);

3) по данным измерений давления на устье (нагнетательные скважины, добывающие скважины, работающие в определенных условиях).

Основным технологическим требованием к работам по определению забойных давлений является обеспечение измерений при установившемся режиме работы скважины.

Определение забойных давлений путем прямых измерений глубинными манометрами

Прямые измерения забойного давления в фонтанных, газлифтных и нагнетательных скважинах производятся стандартными глубинными манометрами или комплексными приборами, имеющими датчики давления, в соответствии с инструкциями по эксплуатации этих приборов.

Для измерений давления в скважинах механизированного фонда, оборудованных для спуска приборов через затрубное пространство, используются малогабаритные глубинные манометры.

При измерениях приборы должны спускаться на глубину середины интервала перфорации, а если это по техническим причинам невозможно, то на максимально возможную глубину.

Время выдержки манометра в точке измерения при установившемся режиме эксплуатации скважины должно составлять не менее 30 мин.

При кратковременном нарушении режима эксплуатации скважин в процессе подготовительных работ к измерениям (выпуск газа из затрубного пространства, остановка скважины на период спуска прибора), - что допускается лишь в случаях крайней необходимости, - замер забойного давления осуществляется после восстановления нормального (рабочего) режима. При этом время выдержки до начала отсчета должно составлять не менее $1{,}5\,\tau$, где τ - время работы скважины на измененном режиме.

Результаты измерений фиксируются в журнале исследования скважин, при этом указываются глубина замера и дата, а также тип использованного прибора.

Определение забойного давления по данным измерения динамического уровня и устьевого давления

В скважинах механизированного фонда, где нет возможности прямого измерения давления глубинными манометрами, забойные давления должны определяться по данным замеров динамических уровней в межтрубном пространстве.

Отбивка динамических уровней в скважинах производится с помощью эхолотов, уровнемеров или по данным геофизических исследований.

Стравливание газа из затрубного пространства перед измерением уровня является недопустимым, так как при этом происходит вспенивание уровня и возможно образование столба газированной жидкости, удельный вес которой неизвестен.

Пересчет замеренного динамического уровня в забойное давление производится в том случае, когда давление на приеме насоса превышает давление насыщения нефти газом.

По скважинам, дающим безводную нефть при отсутствии вспенивания столба жидкости в затрубном пространстве, забойное давление определяется по формуле

$$P_{заб.} = (H_п - H_{дин}) \cdot \frac{\gamma_{н.пл.}}{10} + P_г \qquad (4.1)$$

где $H_п$ – расстояние по вертикали от колонного фланца до середины интервала перфорации (для наклонных скважин определяется с учетом кривизны ствола скважины), м;

$H_{дин}$ – расстояние по вертикали до динамического уровня, м;

$\gamma_{н.пл.}$ – удельный вес нефти в пластовых условиях, т/м^3;

$P_г$ – давление столба газа на глубине динамического уровня, МПа.

Величина $P_г$ с достаточной точностью определяется по формуле

$$P_г = P_у \cdot e^{S}, \qquad (4.2)$$

где $P_у$ – давление на устье скважины (в затрубном пространстве), МПа;

S – величина, определяемая по формуле

$$S = 0{,}03415 \frac{\bar{\rho} \cdot H_{дин}}{Z_у \cdot T_{ср}} \qquad (4.3)$$

где $\bar{\rho}$ – относительная плотность газа по воздуху;

$Z_у$ – коэффициент сжимаемости газа при давлении $P_у$ и температуре $T_{ср}$;

$T_{ср}$ – средняя температура столба газа в интервале от устья до динамического уровня, °К.

Величина $\bar{\rho}$ определяется по данным лабораторного анализа газа, величина $T_{ср}$ – по данным измерений температуры в стволе.

Забойное давление по скважинам, дающим обводненную продукцию, определяется по формуле

$$P_{заб} = P_г + \frac{1}{10}\left\{(H_п - H_{дин}) \cdot \gamma_{нпл} + (H_п - H_н)\left[\gamma_{кпл}(1 - n_{в.пл}) + \gamma_{в.пл} \cdot n_{в.пл}\right]\right\} \qquad (4.4)$$

где $H_н$ – расстояние по вертикали до приема насоса, м;

$\gamma_{в.пл}$ – удельный вес воды в пластовых условиях, т/м³;

$n_{в.пл}$ – объемная обводненность потока в стволе скважины.

Удельный вес жидкости в межтрубном пространстве принимается равным $\gamma_{нпл}$, поскольку при работе скважин на установившемся режиме происходит полное гравитационное разделение нефти и воды и весь столб жидкости выше приема насоса состоит из нефти.

Объемная обводненность жидкости в стволе скважины выше расходной обводненности $n_{в.пов}$, определяемой на поверхности,

потому что более легкая фаза – нефть – движется в стволе скважин быстрее, чем вода. Для ее определения можно воспользоваться графиками зависимости относительной скорости движения нефти ($v_{отн}$) от объемной обводненности, приведенными на рис. 17 (заимствован из руководства фирмы Шлюмберже) и формулой

$$v_{отн}=\frac{q}{216\pi D^2}\left[\frac{b_н(1-n_{б.пов})}{1-n_{б.пл}}-\frac{b_б\cdot n_{б.пов}}{n_{б.пл}}\right] \qquad (4.5)$$

где q – дебит скважины в поверхностных условиях, $м^3/сут$;

D – внутренний диаметр обсадной колонны, м;

$b_н$, $b_б$ – объемные коэффициенты соответственно нефти и воды;

$n_{б.пов}$ – расходная обводненность продукции, определяемая в поверхностных условиях.

Расчет производится в следующем порядке:

а) задаются произвольно несколько значений $n_{б.пл} > n_{б.пов}$;

б) для каждого из заданных значений $n_{б.пл}$ по формуле (3.18) определяются значения $v_{отн}$ (при фиксированных значениях q, $n_{б.пов}$, соответствующих данному режиму эксплуатации скважины);

в) по принятым значениям $n_{б.пл}$ и рассчитанным величинам $v_{отн}$ строится кривая I (см. рис. 17);

г) искомая объемная обводненность жидкости в стволе скважины определяется как абсцисса точки пересечения кривой I с графиком $v_{отн}=f(n_{б.пл})$ для значения $\Delta\gamma=\gamma_{б.пл}-\gamma_{н.пл}$ соответствующего фактическим данным.

Формула (4.4) не учитывает потери давления на трение при движении жидкости в колонне под насосом и непостоянство по глубине удельного веса нефти в межтрубном пространстве. Экспериментальная зависимость (см. рис. 17), используемая при расчете объемной обводненности $n_{б.пл}$, построена для средних данных и может не соответствовать с достаточной точностью условиям данного объекта. Для более точного расчета забойных давлений следует про-

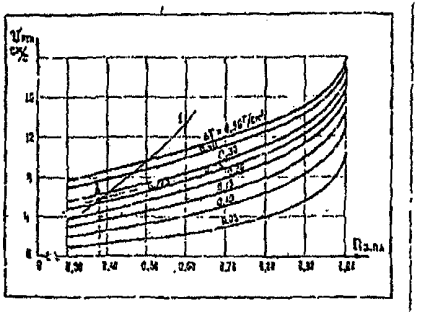


Рис. 17. К примеру определения обводненности в стволе скважины

водить специальные работы на каждом объекте с целью получения фактических данных о средней плотности жидкости в стволе скважины при различных дебитах и обводненности продукции путем сопоставления результатов прямых измерений глубинными манометрами с результатами замеров уровней.

Определение забойных давлений в водонагнетательных скважинах по данным измерения устьевых давлений

Определение забойного давления в нагнетательной скважине на основе замера устьевого давления может быть осуществлено только в случае, если оборудование и режим эксплуатации скважины отвечают следующим требованиям:

а) наличие насосно-компрессорных труб (НКТ), башмак которых максимально приближен к интервалу перфорации;

б) отсутствие пакерующих устройств между НКТ и обсадной колонной;

в) герметичность устьевого оборудования и НКТ;

г) однородность жидкости, заполняющей НКТ и межтрубное пространство до устья, и отсутствие газа в стволе скважины;

д) забойное давление в работающей скважине должно превышать гидростатическое;

е) скважина должна работать по одному каналу: НКТ или межтрубному пространству, второй канал, пьезометрический, может использоваться для измерения давления.

Этим требованиям отвечают многие водонагнетательные скважины.

Забойное давление вычисляется по формуле

$$P_{заб} = P_{у} + \frac{H_{п} \cdot \gamma_{ср}}{98,1} \qquad (4.6)$$

где $P_у$ – давление на устье пьезометрического канала скважины во время ее работы с установившейся приемистостью, МПа;

$\bar{\gamma}_{б.пл}$ – средний удельный вес воды в пьезометрическом канале, т/м^3.

Если закачка осуществляется в межтрубное пространство, то пьезометрическим каналом служат НКТ и замер $P_у$ осуществляют манометром на буфере. Если закачка осуществляется через НКТ, то пьезометрическим каналом является межтрубное пространство и замер $P_у$ осуществляют манометром, подключенным к межтрубному пространству. Разность показаний манометров в каждом случае определяет величину гидравлических потерь давления из трения при движении воды в соответствующем рабочем канале.

Средний удельный вес воды $\bar{\gamma}_{б.пл}$ определяют по формуле

$$\bar{\gamma}_{б.пл} = \frac{\gamma_б}{b_{ср}} \qquad (4.7)$$

где $\gamma_б$ – удельный вес закачиваемой воды в стандартных условиях (температура 20 °С, давление 0,1 МПа), т/м^3;

$b_{ср}$ – средний объемный коэффициент воды в стволе скважин в момент замера давления.

4.1.2. Определение пластового давления

Под пластовым давлением в скважине понимается величина давления на ее забое в период простоя (режим $q = 0$).

Пластовое давление в скважинах определяется при их исследовании методом установившихся отборов для получения данных, используемых при построении карт изобар, и для контроля работы скважин.

Пластовое давление в скважине определяется:

- путем прямого измерения глубинными манометрами непосредственно на забое скважины в период ее остановки;

- по данным измерений статического уровня и устьевого давления или прямого измерения глубинным манометром в какой-либо точке ствола скважины;

- по данным исследования скважины методом восстановления давления.

В разведочных скважинах, где начальное пластовое давление является одним из важнейших контролируемых параметров, оно определяется путем прямого измерения, причем остановка скважины осуществляется до полного восстановления давления.

Определение пластового давления путем прямого измерения глубинными манометрами

Прямые измерения пластового давления производятся манометрами или комплексными приборами, имеющими датчик давления.

Технологически измерение пластового давления может совмещаться с измерением забойного давления (за один опуск прибора). В этом случае прибор выдерживается на забое в течение периода времени, достаточного для регистрации установившегося забойного давления и переходного процесса его восстановления (падения) до стабилизации на новом практически постоянном уровне. Время выдержки прибора на забое для замера пластового давления определяется значением пьезопроводности пласта в районе скважины и на практике устанавливается по каждой скважине опытным путем (на основании данных предшествующих измерений рассматриваемой скважины или других скважин данного объекта)

Если процесс восстановления давления длительный (более 4-5 ч),

прибор спускается в скважину для измерения пластового давления через промежуток времени 1-2 сут после остановки скважины (этот промежуток устанавливается также опытным путем). Время выдержки прибора на забое должно составлять не менее 30 мин.

Результаты измерений фиксируются в журнале исследований. При этом указываются глубина и дата замера, а также тип использованного прибора.

Определение пластового давления по данным измерений статистического уровня и устьевого давления

Определение пластового давления по данным измерений статического уровня и устьевого давления, а также по данным прямых измерений давления глубинными приборами в промежуточных точках ствола скважины производится

а) когда имеются достоверные данные о распределении плотности жидкости в стволе скважины (ствол скважины наполнен однофазной жидкостью или однофазной жидкостью в нижней части и газом в верхней);

б) когда технически невозможны прямые измерения пластового давления на забое скважины.

При известных значениях статического уровня $h_{ст}$ жидкости и устьевого давления $P_у$ пластовое давление на глубине середины интервала перфорации определяется по формуле

$$P_{пл} = P_г + \frac{(H_п \; h_{ст}) \cdot \gamma_{ж}}{10} \qquad (4.8)$$

где $P_г$ – давление газа на глубине статического уровня, МПа;

$H_п$ – средний удельный вес жидкости в интервале глубин $h_{ст} \cdot H_п$, т/м3

Порядок определения величины $P_г$ см. в разделе 4.I.I.

Если ствол скважины заполнен жидкостью до устья, то

$$P_{пл} = P_у + \frac{H_п \cdot \gamma_ж}{10} \qquad (4.9)$$

Если давление измерено глубинным манометром на глубине (по вертикали) $H_{зам}$, пластовое давление на уровне середины интервала перфорации определяется по формуле

$$P_{пл} = P_{зам} + \frac{(H_п - H_{зам}) \cdot \gamma_ж}{10} \qquad (4.10)$$

Методика определения среднего удельного веса столба жидкости в простаивающей скважине для каждого объекта должна обосновываться территориальными научно-исследовательскими институтами по данным специальных экспериментальных работ с использованием прямых измерений пластового давления глубинными манометрами.

Определение пластового давления по данным обработки кривой восстановления давления

Метод определения пластового давления по данным обработки КВД применяется в тех случаях, когда в течение периода исследования не удается зафиксировать установившееся конечное значение давления на забое скважины.

В качестве исходных данных используются значения установившегося дебита q и забойного давления $P_{заб}$ перед остановкой скважины, а так же величина коэффициента продуктивности скважины К, найденная при обработке КВД.

Пластовое давление определяется по формуле

$$P_{пл} = P_{заб} + q/K \qquad (4.12)$$

Необходимым условием применения этого метода является независимость коэффициента продуктивности от забойного давления, т.е линейный характер индикаторной диаграммы (см. раздел 7.3).

Приведенные пластовые давления

Все результаты замеров давления по объекту должны пересчитываться на одну условную горизонтальную плоскость. Кроме того, значения пластовых давлений должны экстраполироваться на ближайшую календарную дату, на которую строятся карта изобар.

В качестве плоскости приведения обычно принимают начальное положение ВНК. В массивных залежах плоскость приведения может соответствовать осредненной по площади отметке середины продуктивной толщи, вскрытой скважинами.

Формула для приведения замеренных давлений к условной отметке аналогична соотношению (4.9) и должна учитывать альтитуду устья скважины.

4.2. Контроль температурных процессов в пласте

Контроль за изменением температуры продуктивных пластов в процессе разработки стал привлекать к себе внимание сравнительно недавно. Эта задача приобретает особую актуальность для месторождений, где закачивается вода с температурой, значительно меньшей начальной пластовой температуры, и где нефть существенно изменяет свои свойства при изменении температуры. Например, нефть месторождения Узень предельно насыщена парафином, который выпадает из растворенного состояния при снижении температуры. При этом резко снижается подвижность нефтепарафиновой смеси, затрудняется приток нефти к скважинам и подъем ее на поверхность. Систематические замеры температуры пластов необходимы также при контроле за разработкой залежей с тепловым воздействием на пласт.(Рис. 18).

Основным источником информации о температуре недр являются измерения температуры в скважинах.

Контроль температурных процессов в пласте предусматривает прежде всего определение начальных геотермических условий месторождения, не нарушенных процессами разработки. Только имея эту базу, можно судить о последующих изменениях температуры пластов.

Для суждения о начальном тепловом поле продуктивных пластов и всего разреза отложений используют замеры температуры в долгопростаивающих скважинах - пьезометрических и наблюдательных. В долгопростаивающих скважинах температура жидкости, заполняющей ствол скважины, соответствует температуре пород разреза отложений. Кроме того, могут использоваться замеры температур в скважинах, выходящих из бурения и простаивающих после освоения в ожидании эксплуатации, а также в зумпфах действующих или остановленных на короткий период скважин.

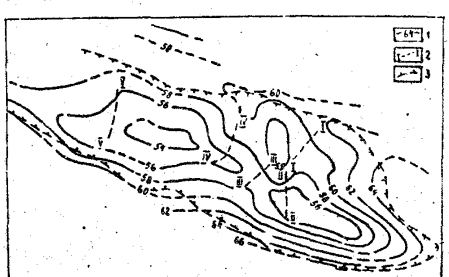


Рис. 18. Карта начальной температуры по кровле XIУ продуктивного горизонта месторождения Узень
I - изотерма, °С; 2 - дизъюнктивные нарушения;
3 - контур залежи

В выходящих из бурения скважинах имеется опасность зарегистрировать неустановившееся тепловое поле, нарушенное процессами бурения и цементирования. Поэтому для каждого района должно быть определено оптимальное время выстойки скважин путем повторных измерений температуры через 3-5 сут. Как показывает практика, температура в призабойной части ствола становится равной температуре горных пород через 8-10 сут после цементирования обсадной колонны, и эта часть скважины может быть исследована перед перфорацией. Восстановление температуры продолжается гораздо дольше в верхней части ствола, а также в скважинах, пробуренных на буровом растворе с температурой на несколько десятков градусов ниже пластовой.

В нефтяных скважинах, простаивающих после освоения в ожидании эксплуатации более месяца, особенно в период освоения месторождения, температурный режим является обычно установившимся, и они могут быть исследованы для определения начального геотермического фона.

При исследовании в зумпфах действующих добывающих и нагнетательных скважин необходимо проводить измерения во всем зумпфе с перекрытием интервала перфорации, чтобы установить границу распространения вниз зоны измененной температуры от дроссельного эффекта работающего пласта и отбраковать скважины с заколонной циркуляцией в зумпфе. По единичному замеру температуры ниже интервала перфорации решить эти вопросы не представляется возможным.

Обработка результатов температурных измерений для установления начального теплового фона месторождения включает: а) построение геолого-геотермических разрезов исследованных скважин; б) определение частных и средневзвешенных значений геотермического градиента или геотермической ступени; в) нахождение температуры кровли продуктивных горизонтов; г) построение различных

геотермических карт и профильных разрезов.

Геотермический градиент показывает изменение температуры на 100 м и изменения глубины и определяется по формуле

$$\Gamma = \frac{t_2 - t_1}{h_2 - h_1} \cdot 100 , \qquad (4.13)$$

где t_2 и t_1 - температуры точек разреза находящихся на глубинах h_2 и h_1 м.

Частные значения геотермического градиента определяются для прямолинейных отрезков геотермы, которые соответствуют литологически однородным комплексам пород.

Температура кровли продуктивных горизонтов снимается непосредственно с геотермы. Если геотерма не доходит до кровли интересующего горизонта, то температуру на этой глубине находят расчетным путем, используя значения геотермического градиента для данной части разреза. Аналогично пересчитываются на кровлю горизонта замеры температуры в зумпфе действующих скважин.

Карты изотерм и геолого-геотермические разрезы скважин являются основными документами для последующего контроля за изменением температуры продуктивных горизонтов и интерпретации всех термометрических исследований скважин.

В комплекс исследований для контроля за изменением теплового режима нефтяных месторождений в процессе их разработки с применением заводнения входят следующие виды работ: а) наблюдений за температурой закачиваемой воды; б) выявление изменений пластовой температуры в скважинах, расположенные вблизи нагнетательных и в) регулярные замеры температуры в контрольных скважинах.

Температура воды в стволе нагнетательных скважин с приемистостью более 300 м^3/сут стабилизируется довольно быстро,

и на забой скважины поступает вода устьевой температуры, поэтому замеры температуры воды на поверхности, наряду с термометрией действующих нагнетательных скважин, позволяют определять температуру воды на входе в продуктивные горизонты и контролировать ее изменения в процессе нагнетания. При использовании воды поверхностных водотоков или неглубоких подземных горизонтов температура закачиваемой воды подвержена сезонным колебаниям, что необходимо учитывать при анализе изменений температуры в пластах, куда закачивается вода.

Для проведения наблюдений за изменением температуры продуктивных горизонтов, разрабатываемых с внутриконтурным заводнением, организуется сеть опорных скважин с установленной периодичностью замеров. Кроме того, используются результаты всех термометрических работ в скважинах наблюдательных, пьезометрических, выходящих из бурения, простаивающих, добывающих, а также нагнетательных с глубоким зумпфом. Технология исследований скважин наблюдательных, пьезометрических, выходящих из бурения или простаивающих такая же, как и при исследованиях по установлению начального фона. В действующих скважинах исследования проводятся в период кратковременных остановок. Тепловые аномалии выше интервала перфорации вырисовываются более контрастно на термограммах, снятых в скважинах с извлеченными насосно-компрессорными трубами. Интервалы ниже перфорированных отверстий исследуют как в работающих, так и в остановленных скважинах.

В каждой из исследованных скважин контроль за изменением температуры включает выделение интервалов с измененной пластовой температурой, нахождение максимальной величины изменения температуры и выяснения причин изменения. Наиболее просто выявлять изменения температуры против неперфорированных пластов,

что осуществляется путем сравнения термограммы с геотермой. Обычно температура нагнетаемой воды намного ниже пластовой и подход к скважине теплового фронта отражается появлением на термограммах отрицательных температурных аномалий. Начало охлаждения отмечается изменением геотермического градиента ниже и выше заводняемого пласта. Выше пласта геотермический градиент постепенно (сверху вниз) уменьшается до нуля и затем принимает отрицательные значения; вниз от охлаждающего пласта геотермический градиент, напротив, приобретает более высокие значения по сравнению с начальным градиентом естественного теплового поля. В выходящих из бурения скважинах интервалы со значительно сниженной температурой могут быть выделены по термограммам, снятым для определения высоты подъема цемента через сутки после заливки колонны. Однако выявить пласты, охлажденные менее чем на 2-3 ^{o}C, затруднительно, поскольку термограммы в этот период сильно дифференцированы. В остановленных на короткое время добывающих и нагнетательных скважинах могут быть выделены интервалы прохождения теплового фронта по пластам выше перфорированного горизонта. Хотя в таких скважинах тепловой режим нарушен потоком жидкости и не успевает полностью восстановиться, пласты с измененной более чем на 2-3 ^{o}C температурой выделяются достаточно четко.

Для перфорированных пластов в работающих скважинах выявление изменений температуры сопряжено со значительными трудностями, поскольку на характер термограммы оказывает большое влияние не только пластовая температура, но также дроссельный температурный эффект и калориметрическое смешивание потока в скважине с жидкостью (газом), поступающей из пластов с различной температурой. Эти причины приводят к тому, что в работающих скважинах обычно трудно установить начальные этапы изменения

пластовой температуры и весьма затруднительно судить об истинной величине ее изменения. Подход фронта охлаждения на термограммах работающих добывающих нефтяных скважин отражается: а) в интервале нижнего работающего пласта - постепенным уменьшением и исчезновением положительной аномалии дросселирования и охлаждением обводненного интервала; б) в интервалах верхних работающих пластов - аномальным ростом калориметрического эффекта. В остановленной скважине фиксируется отрицательная температурная аномалия.

При анализе изменений пластовой температуры следует принимать во внимание цикличность колебаний температуры закачиваемой воды и объем закачки в ближайшие нагнетательные скважины и выявлять возможные пути продвижения температурных фронтов по отдельным пластам. Все зарегистрированные на месторождении изменения пластовой температуры систематизируются в виде таблиц. По мере накопления данных строят карты изменения пластовой температуры, которые используют для контроля и регулирования процесса разработки месторождения (рис.19).

5. КОНТРОЛЬ ВЫРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

5.1. Контроль текущего положения водонефтяного (ВНК) и газонефтяного (ГНК) контактов

Исследование процесса вытеснения нефти и газа в пласте при разработке месторождений нефти и газа включает решение следующих задач:

- определение положения начального водонефтяного и газожидкостного (ГЖК) контактов и контроль за их перемещением в процессе разработки залежи (месторождения), т.е. контроль за положением текущих ВНК и ГЖК;

- контроль за продвижением фронта закачиваемой воды и вы-

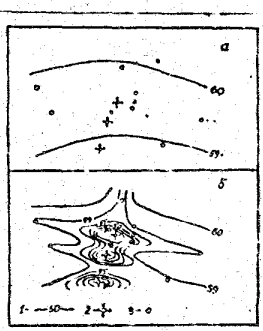


Рис. 19. Изменение пластовой температуры на одном из участков месторождения Узень в процессе разработки:
I - изотермы, ^{0}C; скважины: 2-нагнетательные; 3 - наблюдательные;
а - начальный фон; б - текущая пластовая температура

деление интервалов (прослоев), заводненных нагнетаемыми водами различной минерализации.

Для контроля процесса вытеснения нефти водой применяют в скважинах, крепленных стальной неперфорированной колонной, ИНК, высокочувствительную термометрию (ВТ) и ГК[x]; в перфорированных скважинах, кроме того, применяют методы, изучающие состав и дебит жидкости в стволе скважины; в скважинах с открытым стволом - электрический каротаж: индукционный, боковой и диэлектрический. Эффективность основных методов каротажа (ИНК и ЭК) определяется содержанием хлора в воде, обводняющей нефтяной пласт, а также его пористостью и однородностью. Наименее благоприятны условия: 1) когда обводняющие воды пресные, а минерализация остаточной воды нефтяного пласта низкая; 2) когда объемное содержание хлора в обводняющемся пласте оказывается близким к его содержанию в нефтяном пласте с высокой минерализацией остаточной воды.

5.1.1. Контроль за положением водонефтяного контакта

Контроль за положением ВНК в крепленных стальной колонной скважинах в неперфорированном интервале осуществляется методом ИНК.

Для определения положения текущего ВНК и выделения заводненных интервалов по сравнению со стационарными радиоактивными методами (НГК, НКТ), наибольшей эффективностью обладают импульсные методы, которые применяются в двух модификациях: импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) и импуль-

---

x) Методы электрического и индукционного каротажа в обсаженных скважинах для контроля за перемещением ВНК и контуров нефтеносности могут применяться в скважинах специальной конструкции, в которых продуктивные пласты обсажены пластмассовыми колоннами или неметаллическими токопроводящими трубами. Подобные единичные скважины, являющиеся экспериментальными, имеются на Ромашкинском и Самотлорском месторождениях

сный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК).

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж основан на изучении нестационарного поля тепловых нейтронов. Плотность тепловых нейтронов регистрируется в течение определенного промежутка времени после импульса нейтронов. Изменение продолжительности времени между импульсом нейтронов и регистрацией характеризует изменение плотности тепловых нейтронов в породе во времени. ИННК позволяет определить декремент затухания плотности тепловых нейтронов λ, обратно пропорциональный среднему времени жизни нейтронов τ, которое определяется содержанием хлора породы, т.е. минерализацией насыщающей породу воды.

Запись ИННК осуществляется двумя способами: поточечной (измерение среднего времени жизни тепловых нейтронов регистрируется в "точке" при неподвижном приборе) и непрерывной регистрацией. В последнем случае запись кривых плотности потока нейтронов производится на фиксированных временных задержках ($t_з$) с фоторегистратором или магнитным регистратором. Кривые ИННК, зарегистрированные при нескольких временных задержках, могут быть использованы для расчета величины λ. Для количественной интерпретации запись ИННК следует проводить поточечно или с магнитным регистратором на малых скоростях (20-30 м/ч) подъема прибора. Непрерывная запись ИННК фоторегистратором используется для качественной интерпретации по характеру насыщенности пласта.

Преимущество ИННК - относительно слабая зависимость затухания плотности тепловых нейтронов от параметров скважины. Высокая чувствительность ИННК к минерализации пластовой воды позволяет использовать этот метод в продуктивных пластах со слабой минерализацией пластовых вод. Однако высокая чувствительность ИННК к литологической неоднородности требует при интер-

претации привлечением других видов геофизических исследований и прежде всего ГК.

Метод ИНГК основан на измерении гамма-излучения, возникающего при радиационном захвате тепловых нейтронов нестационарного поля ядрами породы. Нефтенасыщенность оценивается, как и при ИННК, по величине λ. При проникновении минерализованной воды в нефтяной пласт глубинность ИННК и ИНГК одинаковы Влияние скважины на замеры при ИНГК меньше, чем при ИННК. Метод ИНГК предпочтительней ИННК в скважинах, заполненных водой с высокой минерализацией.

Эффективность метода ИНК при контроле за перемещением ВНК определяется относительным эффектом на ВНК δ,

$$\delta = \frac{(\lambda_в - \lambda_н) \cdot K_п \cdot \Delta K_н}{\lambda_{п.н}} \cdot 100\%, \qquad (5.1)$$

где $\lambda_в, \lambda_н, \lambda_{п.н}$ – декремент затухания плотности нейтронов в пластовой воде, нефти и в нефтеносном пласте;

$\Delta K_н$ – изменение нефтенасыщенности выше и ниже ВНК.

Величина δ превышает 100 % при следующих благоприятных условиях: при высокой минерализации пластовых вод (λ = 25 ÷ 30 мс$^{-1}$), высокой пористости ($\mathcal{M}$=0,2 ÷ 0,3),высокой нефтенасыщенности и низкой остаточной нефтенасыщенности ($\Delta K_н$ =0,5 ÷ 0,7). В условиях низких минерализаций пластовых вод (15-20 г/л $NaCl$) или низких пористостей или нефтенасыщенностей коллектора δ снижается до 10-15 %. Достижимая точность определения λ 1,5-2 %, поэтому задача контроля положения ВНК при разработке нефтяных месторождений по результатам повторного ИНК, эффективность которого лимитируется достижимой точностью измерения λ, удовлетворительно решается для абсолютного большинства крупных нефтяных месторождений, находя-

щихся в эксплуатации.

Пример разделения нефтеносных и водоносных прослоев по повторному ИННК в условиях низких минерализаций пластовых вод приводится на рис. 20.

Задача определения ВНК осложняется, если ее необходимо решать по результатам однократного измерения.

Величина λ, измеренная в терригенном коллекторе, существенно зависит от содержания глинистого материала, калиевых полевых шпатов, акцессорных борсодержащих минералов (турмалин); в карбонатном коллекторе зависит от доломитизации и сульфатизации, окварцованности и глинистости.

Вариации вещественного состава твердой фазы коллектора, его пористости и глинистости в пределах одной залежи меняют величину λ до 50 %. Эта помеха исключает возможность достоверного определения ВНК без учета указанных факторов в условиях низких минерализаций пластовых вод.

Учет вариаций λ, не связанных с насыщением коллектора, осуществляется следующим образом.

Поправка $\Delta\lambda K_п$ за изменение пористости $\Delta K_п$ на величину λ оценивается по формуле

$$\Delta\lambda_{K_п} = (\lambda_{фл} - \lambda_{ск}) \cdot \Delta K_п , \qquad (5.2)$$

где $\lambda_{фл}$ и $\lambda_{ск}$ – декремент затухания плотности тепловых нейтронов флюида и скелета пласта.

Изменение $\Delta K_п$ определяется по данным карстажа пористости ННК (НГК), ГГК, АК. Требуемая точность оценки $\Delta K_п$ обеспечивается этими методами. Она минимальна в высокопористых полимиктовых и глинистых песчаниках с низкой минерализацией пластовых вод и максимальная в низкопористых доломинизированных карбонатных коллекторах с высокой минерализацией пластовых вод.

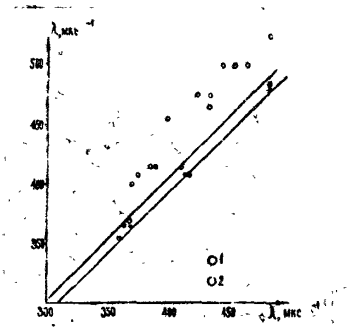


Рис. 20. График корреляции значений λ, определенных по данным повторных ИННК.
Прослои: 1 – нефтеносные; 2 – водоносные.

Поправка $\Delta\lambda_{гл}$ за изменение глинистости $\Delta K_{гл}$ на величину оценивается по формуле

$$\Delta\lambda_{гл} = (\lambda_{гл} - \lambda_{ск}) \cdot \Delta K_{гл} \qquad (5.3)$$

Изменение $\Delta K_{гл}$ определяется по данным ГК, ПС или комплекса НИК и ГГК. Требуемая точность оценки $\Delta K_{гл}$ обеспечивается этими методами.

Поправка за изменение содержания калиевых полевых шпатов может быть определена по данным спектрометрического ГК. На практике часто наблюдается тесная корреляционная связь между показаниями ГК и суммарной вариацией декремента затухания плотности тепловых нейтронов, связанной с глинистостью и содержанием полевых шпатов, $\Delta\lambda_{гл+пш}$, что позволяет вводить эту суммарную поправку по данным ГК

$$\Delta\lambda_{гл+пш} = (\lambda_{гл} - \lambda_{ск}) \cdot \Delta J_{гк},$$

где $\Delta J_{гк} = \frac{J_{гк} - J_{о.гк}}{J_{гл.гк} - J_{о.гк}}$; $J_{гк}$; $J_{о.гк}$; $J_{гл.гк}$ – показания ГК против исследуемого пласта, опорных пластов неразмытых глин и неглинистого коллектора, малосодержащего полевые шпаты.

Величина $\lambda_{гл}$ равна λ по ИНК против неразмытых глин. Величина $\lambda_{ск}$ определяется по измерениям против опорного пласта неглинистых коллекторов $\lambda_{о}$ с известной пористостью $K_{п.о}$, пользуясь формулой

$$\lambda_{ск} = \frac{\lambda_{о} - K_{п.о} \cdot \lambda_{фл}}{1 - K_{п.о}} \qquad (5.4)$$

Поправка $\Delta \lambda_{дол}$ за изменение $\Delta K_{дол}$ доломитизации известняков на величину λ оценивается по формуле

$$\Delta \lambda_{дол} = (\lambda_{изв} - \lambda_{дол}) \Delta K_{дол}, \quad (5.5)$$

где $\lambda_{изв}$ · $\lambda_{дол}$ – декремент затухания плотности тепловых нейтронов скелета известняка и доломита.

Величина $\Delta K_{дол.}$ определяется по данным НИК (НГК) и ГТК. Для учета вариаций свойств коллектора для каждого j-го прослоя значения λ_j приводятся к значениям нормализованного пропластка λ_{Nj} с фиксированными – обычно наиболее вероятными (модальными) – свойствами путем вычитания поправок $\Delta \lambda_i$ для каждого исправляемого компонента по формулам (5.2) – (5.5)

$$\lambda_{Nj} = \lambda_j - \Sigma i \ \Delta \lambda_{ij}, \quad (5.6)$$

где $\Delta \lambda_{ij}$ – поправки за изменение содержания i-го компонента ΔK_{ij} (пористости, глинистости, доломитизации) для j-го прослоя,

$$\Delta K_i = K_{ij} - K_{im},$$

где ΔK_{im} – модальное значение i-го компонента.

Способов выявления и учета вариаций ряда компонентов пласта таких, как содержание акцессорных минералов, сульфатизации, ожелезнения – в практике нет. Их влияние рассматривается как дополнительная случайная погрешность, величина которой оценивается по результатам химического и минералогического анализа керна.

Положение ВНК устанавливается по изменению по глубине значения λ_{Nj}, превышающему его ожидаемую суммарную погрешность. Разность величин λ_{Nj} ниже ($\lambda_{Nпв}$) и выше ВНК ($\lambda_{Nпн}$) должна быть близка к расчетному значению

$$\lambda_{Nпв} - \lambda_{Nпн} = (\lambda_в - \lambda_н) K_{пт} \Delta K_н \quad (5.7)$$

Суммарная погрешность λ_{Nj} определяется как среднеквадратичное отклонение от среднего значения $\bar{\lambda}_{Nj}$ в водоносном пласте – $\sigma(\lambda_{N\text{пв}})$. Задача определения ВНК принципиально решается, если $\lambda_{N\text{пв}} - \lambda_{N\text{п.н}} > 2\sigma(\lambda_{N\text{пв}})$.

5.I.2. Контроль за продвижением закачиваемых вод

Контроль за продвижением вод, закачиваемых при внутриконтурном заводнении, отличается от задачи контроля за ВНК тем, что закачиваемые воды обычно пресные или имеют более низкую минерализацию, чем пластовые и остаточные воды нефтяного пласта. Однако и в этом случае на фронте вытеснения образуется оторочка из минерализованной пластовой воды, и по данным повторного ИНК, выполненного до обводнения пласта и в начальной его стадии, можно выявить процесс вытеснения нефти осолоненной водой, а затем замещение оторочки осолоненной воды закачиваемой пресной воды (рис. 21). Данные термометрии позволяют обнаруживать проход закачиваемых вод любой минерализации, сопровождающийся охлаждением пласта (рис.22). При длительной промывке нефтеносного прослоя опресненными водами содержание хлора в них, а, следовательно, и значение λ становится ниже, чем до промывки, что используется для выявления обводненных пропластков. Наиболее полные данные о продвижении фронта дают наблюдения в контрольных скважинах методом повторного ИНК за изменениями минерализации флюида в нефтяном пласте, в ходе которых выявляются следующие этапы:

- начальный этап – нефть в пласте неподвижна, остаточная вода опреснена в прискважинной зоне фильтратом промывочной жидкости (обычный случай вскрытия пласта на пресной промывочной жидкости, рис.23, этап Iа, кривая 2);

- этап движения одной нефти – содержание хлора в прискважинной части пласта увеличивается за счет солевого обмена меж-

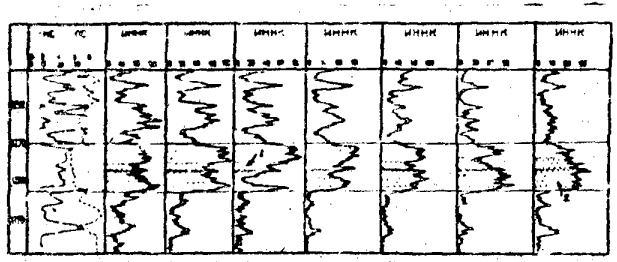


Рис. 21. Выделение прослоев, обводняющихся пресными закачиваемыми водами по результатам повторного неперфорированного пласта:
1 – обводнение минерализованными водами; 2 – обводнение пресной закачиваемой водой

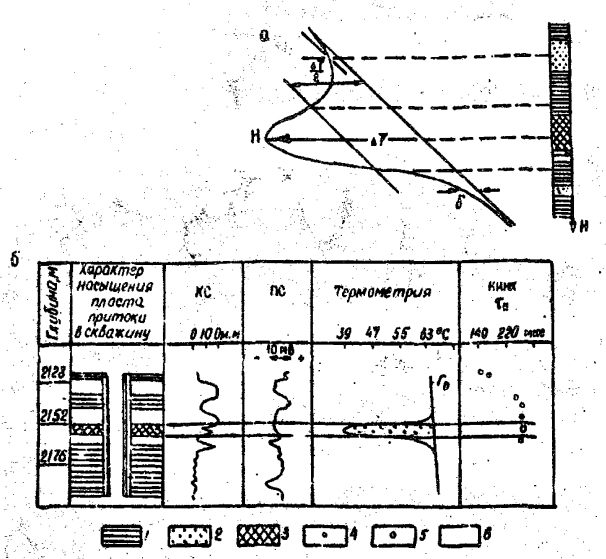


Рис. 22. Определение положения обводненного пласта в интервале прохождения температурного фронта нагнетаемых вод:
а – типовая термограмма; б – пример комплексного использования данных термометрии и ИННК для выявления прорыва закачиваемых вод по пласту.
I – глина; 2 – продуктивный пласт; 3 – обводненный интервал; 4 – % в нефтеносном пласте; 5 – % в обводненном пласте; 6 – нефтенасыщенный пласт

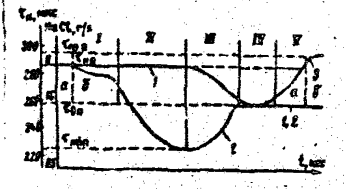


Рис. 22. Кривые изменения τ_N в процессе выработки пласта. I – при подъеме ВНК и прорыве закачиваемых вод по высокопроницаемому пропластку; 2 – при продвижении фронта закачиваемых вод; 3 – при закачке пресных вод; I–У этапы изменения τ_N во времени; $\tau_{пр.п}$ время жизни нейтронов в пласте, обводненном пресными закачиваемыми водами.

ду движущейся нефтью и неподвижной остаточной водой (этап Iб, кривая 2);

- этап уменьшения нефтенасыщенности за счет опережающей капиллярной пропитки - содержание хлора в пласте достигает максимума и может превзойти его содержание в водоносной части пласта, а величина $\tau_N = 1/\lambda_N$ достигнет минимума τ_{min} (этап II, кривая 2);

- начальный этап обводнения - содержание хлора начинает уменьшаться до уровня минерализации остаточной воды (этап III, кривая 2);

- этап обводнения закачиваемой водой - в зависимости от соотношения минерализаций закачиваемой и остаточной воды содержание хлора в пласте или постепенно стабилизируется, если их минерализации близки (кривые I и 2), или уменьшается (кривая 3) при меньшей минерализации закачиваемых вод (этапы IУ и Уа);

- конечный этап - содержание нефти в пласте достигает величины остаточной нефтенасыщенности, а минерализация воды в пласте, включая связанную воду, становится близкой минерализации закачиваемой воды (этап Уб).

В условиях прорыва воды по наиболее проницаемым пропласткам этап II отсутствует (кривая I).

При низкой минерализации пластовой и остаточной воды анализируют кривые распределения $\tau_{Nj} = 1/\lambda_{Nj}$ и сравнивают эти данные для изучаемых и опорных пластов (водоносных и невырабатываемых нефтеносных). При этом используют типовые кривые распределения, соответствующие различным стадиям обводнения пласта на данном месторождении, полученные по результатам повторного ИНК в нескольких контрольных скважинах, в которых для каждого типа кривой распределения определена промысловая характеристика путем контрольного испытания пласта (рис.24). Учитыва-

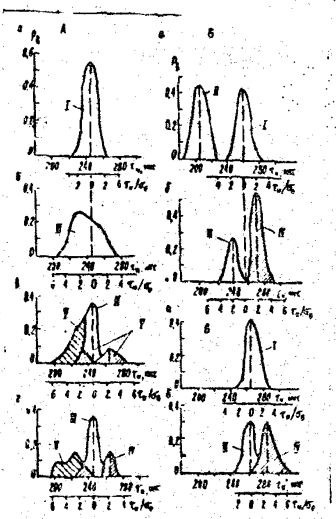


Рис. 24. Кривые распределения $\tau_N = 1/\lambda_N$ соответствующие различным стадиям обводнения пласта.
Усть-Балыкское месторождение. А-скв.303, пласты:
а - опорный; б - $БС_I$; в - $БС_{II+III}$; г - $БС_{IУ}$;
В - скв. 873, пласты: а - опорная; б - $БС_{II+III}$.

Результаты контрольного испытания: А,г-нефть с водой; Б,б-безводная нефть; В,б-нефть с водой. Результаты интерпретации:
I-пласт водоносный, II-пласт глин, III-обводняющийся интервал, IУ-нефтенасыщенный интервал, У-нефтенасыщенный интервал с высокой минерализацией флюида, превышающей минерализацию пластовой воды

ются следующие закономерности продвижения закачиваемых вод: в однородном пласте с хорошей вертикальной проницаемостью наблюдается опережение обводнения подошвенной его части и отставание в кровельной части за счет проявления гравитационных сил; в неоднородном по проницаемости пласте опережающее обводнение наблюдается по наиболее проницаемым пропласткам, тогда как пропластки с ухудшенной проницаемостью и особенно расположенные под покрышками и непроницаемыми перемычками обводняются позже или не обводняются.

5.I.3. Контроль за передвижением газонефтяного контакта

Контроль за передвижением ГНК осуществляется по промысловым данным с привлечением:

а) в неперфорированном интервале ствола скважины - кривых НК. На рис.25 (а и б) ГНК перемещается вниз, а на рис.25в вверх относительно его первоначального положения, установленного по первому замеру НГК;

б) в перфорированном интервале ствола скважины - по кривым НК, данным термометрии и измерений гамма-плотномером.

ГНК отмечается методами НК как граница, выше которой в нефтяном пласте содержится свободный газ в количестве, превышающем чувствительность метода НК (примерно 10-20 % при пористости более 20 %), ниже этой границы обычно получают нефть без свободного газа, выше - нефть с газом.

Газоносный пласт отличается от нефтеносного и водоносного меньшим содержанием водорода и меньшей плотностью, что приводит к повышению показаний НГК и НКТ при измерениях зондами, большими инверсионного, против газоносной части пласта.

Оценка газонасыщенности нефтегазонасыщенной части пласта позволяет по признаку $Кг > К_{г.кр}$ установить границу в пласте, выше которой из пласта может быть получен газ без нефти. Количественная оценка газонасыщенности нефтеносного пласта возмож-

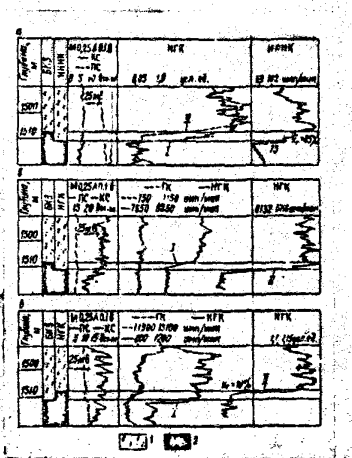


Рис. 25. Движение ГНК во времени.
Анастасиевско-Троицкое месторождение
а-скв.98; б-скв.188; в-скв.382.
Замеры: I фоновый, П-повторный.
Пласты: I-газоносный, 2-нефтеносный

на по данным методов НГК, НКТ ИНК.

На месторождениях, разрабатываемых в режиме растворенного газа, в нефти содержится свободный газ. Это позволяет контролировать продвижение контурных и закачиваемых вод методами НИК. Критерием обводнения является снижение Кг, что отмечается уменьшением показаний повторного НИК.

Прорыв газа из газовой шапки или закачиваемого в нефтяной пласт или разгазирование нефти вследствие падения пластового давления выявляют методами ИК путем сравнения диаграмм, записанных после бурения скважины и в работающей скважине. Также выявляются перетоки газа по заколонному пространству в вышележащие водоносные пласты.

5.2. Контроль текущей нефтенасыщенности пластов

5.2.1. Промыслово-геофизические методы

Геофизические методы исследования скважин позволяют производить количественную оценку коэффициентов текущей и остаточной нефтенасыщенности разрабатываемых пластов в следующих случаях:

- пласт исследован методами электрометрии в открытом стволе скважины и известна минерализация воды в нем;
- пласт исследован в неперфорированном интервале методом импульсного нейтронного каротажа (ИНК).

Методы электрометрии

Методы электрометрии позволяют проводить оценку текущей или остаточной нефтенасыщенности в условиях естественного залегания пород. Величина текущей нефтенасыщенности пласта будет зависеть от длительности промывки. При прохождении через коллектор более трех поровых объемов воды достигается максимальное вытеснение нефти, в этих случаях определяется остаточное нефтенасыщение пласта-коллектора.

Существует ряд способов оценки коэффициента текущей нефтенасыщенности $К_{т.н}$, основной – по удельному сопротивлению обводнившихся минерализованной водой пластов в вырабатывающихся участках залежи или на участках подъема ВНК.

Для определения $К_{т.н}$ по удельному сопротивлению породы $\rho_п$ уточняется зависимость между параметром насыщения $\rho_н$ и коэффициентом водонасыщения $К_в$ для пород, слагающих продуктивные пласты.

Рекомендуемые методы исследования разреза в скважине – индукционного экранированного зонда, большие потенциал-зонды, боковое электрическое зондирование. При применении для количественной интерпретации диаграмм экранированных и индукционных зондов необходимо, чтобы используемые диаграммы были записаны эталонированными приборами и имели надежную шкалу сопротивлений (проводимость).

Количественная интерпретация результатов электрометрии стандартная, она описана в соответствующих методических пособиях.

В водоплавающих частях залежи, когда в мощных однородных пластах отмечается подъем первоначального ВНК, коэффициент текущего насыщения определяется наиболее надежно, не следует проводить промежуточные определения, так как сопротивления обводненной части коллектора и водонасыщенной части его определяются непосредственно в одном пласте.

Изучение характера выработки продуктивного разреза и определение текущей и остаточной нефтенасыщенности пластов возможно в скважинах специальной конструкции: с открытым забоем или с забоем, обсаженным неэлектропроводными (пластмассовыми) трубами. В процессе эксплуатации таких скважин разрез периодически исследуется индукционным методом, и по изменению электрических характеристик пород определяется их нефтенасыщенность на дату иссле-

дования. Исследования проводятся малогабаритными индукционными приборами (ИК-36), которые спускаются на забой через насосно-компрессорные трубы в фонтанирующих скважинах или через межтрубное пространство в механизированных скважинах.

Устойчивость необсаженных стенок скважина доказана в условиях терригенного разреза (Западная Сибирь, Волго-Урал), карбонатного (Чечено-Ингушетия, Украина) и туфогенного разреза (Грузия). Обсадка забоя неэлектропроводными трубами проведена в нескольких скважинах Ромашкинского и Самотлорского месторождений.

Достоверность получаемых данных связана с постоянством минерализации воды в изучаемых пластах. Если минерализация воды в изучаемых продуктивных интервалах изменяется в связи с промывкой пластов вытесняющими водами иной минерализации, то для интерпретации материалов индукционного метода необходимо знать местоположение обводняющихся пластов в разрезе и минерализацию получаемой из этих пластов воды. Таким образом, наиболее благоприятные условия применения электрометрии для контроля текущей и остаточной нефтенасыщенности на участках залежи, обводняющихся подошвенными или приконтурными водами, или же на участках, где происходит вытеснение нефти водами, близкими по составу к пластовым.

В тех случаях, когда вытеснение нефти осуществляется пресными или слабоминерализованными водами, для определения нефтенасыщенности пластов в разрезе необходимы дополнительно сведения об их пористости и глинистости, а также об удельных сопротивлениях воды, насыщающей эти пласты в зоне исследования методов. Пористость пород в разрезе определяется по данным акустического, гамма-гамма или нейтронного методов или по комплексу этих методов, не зависящих от минерализации воды. Глинистость оценивается

по гамма-методу, однако предварительно необходимо установить отсутствие влияния искажающих факторов на аномалии гамма-метода. Удельное сопротивление растворов, насыщающих промытую зону или зону проникновения пласта, устанавливают по результатам отбора проб опробователями на кабеле (ОПК) или селективных опробований испытателями на трубах (ИПТ). При этом необходимо учитывать параметры промывочной жидкости и текущие пластовые давления.

Для определения текущей нефтенасыщенности наиболее высокой разрешающей способностью обладают методы БК и ИК, которые мало зависят от условий скважины, обладают достаточной глубинностью исследования и дифференциацией по разрезу.

По данным микробокового метода (МБК) могут быть получены значения остаточной нефтенасыщенности. В условиях слабой промывки прискважинной зоны пласта фильтратом бурового раствора по данным МБК получают завышенные по отношению к остаточным значения нефтенасыщенности.

Интерпретация данных электрометрии для целей определения коэффициентов текущей и остаточной нефтенасыщенности требует предварительного уточнения по керну петрофизических зависимостей с учетом минерализации насыщающих пласты вод. Изменение минерализации воды в продуктивном коллекторе влияет на характер связи электропроводности с пористостью и нефтенасыщенностью пород, особенно, глинистых. Поэтому требуется лабораторное изучение характера этих связей на образцах керна при вытеснении нефти из них водами разной минерализации. Это позволяет при интерпретации подбирать петрофизические зависимости, соответствующие минерализации вод, установленной для рассматриваемого пласта.

Радиоактивные методы

Оценка текущей и остаточной нефтенасыщенности производится в обсаженной скважине методом ИНК. Оценка нефтенасыщенности по данным ИНК базируется на связи среднего времени жизни тепловых нейтронов τ_n в пласте с его коллекторскими свойствами и нефтенасыщенностью

$$\frac{1}{\tau_n}=\frac{1}{\tau_{ск}}(1-K_п-K_{гл})+\frac{1}{\tau_{гл}}\cdot K_{гл}+\frac{1}{\tau_в}+\frac{1}{\tau_в}(1-K_н)\cdot K_п+\frac{1}{\tau_н}\cdot K_н\cdot K_п \quad (5.8)$$

Подлежит учету и исключению влияние вариаций состава минерального скелета, глинистости, химического состава нефти.

Количественная оценка $K_{н.т}$ и $K_{н.о}$ возможна для песчано-глинистых коллекторов с гранулярной пористостью при условиях, когда минерализация воды, вытесняющей нефть близка к минерализации пластовой воды, не меньшей 100 г/л $NaCl$, и при пористости пласта большей 15 %. Оценка начальной нефтенасыщенности в этих условиях также возможна, но только в скважинах, пробуренных с применением растворов на нефтяной основе.

Для количественной оценки нефтенасыщенности необходимо наличие в разрезе группы опорных пластов: с известным нефтенасыщением и нескольких полностью водонасыщенных пластов, чем исключаются погрешности, связанные с различиями истинных (τ_n) и измеренных ($\tau_э=\frac{1}{\lambda}$) значений времени жизни тепловых нейтронов и неточным знанием параметров пластов и заполняющих их флюидов.

Исходными для определения $K_н$ по ИНК являются следующие величины: результат измерения с погрешностью не более 2 % величины λ, этой величины для неглинистого минерального скелета пласта $\lambda_{ск}$, воды, заполняющей пласт, $\lambda_в$, нефти в пластовых условиях $\lambda_н$, глинистого материала пласта $\lambda_{гл}$, значения пористости $K_п$ и глинистости $K_{гл}$ пласта.

Определяют указанные величины следующим образом: величины $\lambda_в$ и $\lambda_н$ рассчитывают по данным химического анализа или определяют на поверхности прибором, погруженным в заполненную водой и нефтью емкость диаметром не менее I м с последующим пересчетом на пластовые условия по известным значениям газового фактора и коэффициента усадки нефти. Определяют $\lambda_{гл}$ и $\lambda_{ск}$. Вначале определяют приближенные значения $\lambda'_{гл}$ и $\lambda'_{ск}$: $\lambda_{гл}$ устанавливается по измерениям против неразмытых глин, $\lambda_{ск}$ вычисляется по данным анализа керна или на основании результатов измерений в неглинистом водоносном пласте $\lambda_{пв.оп}$ по формуле

$$\lambda'_{ск} = \frac{\lambda_{пв.оп} - \lambda_в \cdot K_п}{1 - K_п} \qquad (5.9)$$

Величины $\lambda_{пв.оп}$ для группы глинистых опорных водоносных пластов исправляются за глинистость

$$\lambda_{пв.оп.н} = \lambda_{пв.оп} - K_{гл}(\lambda'_{гл} - \lambda'_{ск})$$

Строится зависимость $\lambda_{пв.оп.н} = f(K_п)$ и продолжается до пересечения с осью λ. При $K_п = 0$ определяется $\lambda_{ск}$. Затем определяется $\lambda_к$ для глинистого каркаса группы глинистых опорных водоносных пластов,

$$\lambda_к = \lambda_{пв.оп} - K_п(\lambda_в - \lambda_{ск})$$

Строится зависимость $\lambda_к = f(K_п)$ и продолжается до значения $K_п = 100\ \%$, ему соответствует уточненная величина $\lambda_{гл}$. Определяется исправленная за глинистость величина

$$\lambda_н = \lambda - K_{гл}(\lambda_{гл} - \lambda_{ск}).$$

По величинам $\lambda_{н.оп}$ для полностью водоносных опорных

пластов ($К_н$ = 0) и нефтеносного опорного пласта с известным $К_{н.оп}$ строится палетка для определения $К_н$ (рис. 28) путем линейной интерполяции между значениями $\lambda_{н.оп}$ для водоносного пласта ($К_н$ = 0), нефтеносного пласта ($К_{н\,оп}$) и $К_н$=100. Палетка на рис. 28 выражает зависимость $\lambda_н = f(К_п)$ для различных значений $К_н$ от 0 до 100 %. Для определения $К_н$ в изучаемом прослое по координатам $\lambda_н$, $К_п$ этого прослоя находят соответствующую точку на палетке. Величина $К_н$ может быть определена по формуле

$$К_н = \frac{(\lambda_в - \lambda_{сн}) \cdot К_п - (\lambda_м - \lambda_{сн})}{(\lambda_в - \lambda_{сн}) \cdot К_п} \qquad (5.10)$$

Суммарная погрешность определения $К_н$ оценивается среднеквадратичным отклонением величин $\lambda_{пв.оп.н}$, измеренных в группе опорных водоносных пластов и исправленных за глинистость и изменение пористости.

В случае, когда $\sigma(К_н) \leq$ 5 %, обеспечивается количественная оценка текущей нефтенасыщенности отдельного пласта в данной скважине.

Когда $\sigma(К_н) \leq$ 20 % и величина $\lambda_{пв.оп.н}$ распределена по нормальному закону, возможно определение среднего значения нефтенасыщенности в заводненной части залежи по результатам измерений не менее 20 скважин, с погрешностью не более ±5 %.

Случай $\sigma(К_н) >$ 20 % обычно связан с повышением и переменным содержанием содержащий бор минералов (турмалин и др.). Для уточнения определяют $\lambda_{сн}$ в интервале исследования путем закачки в перфорированный пласт пресной воды с декрементом затухания $\lambda_{пр.в} \approx \lambda_м$, что дает $\lambda = \lambda_{п.пр}$ для каждого интервала изучаемого пласта. По измеренной величине $\lambda_{п.пр}$ вычисляют

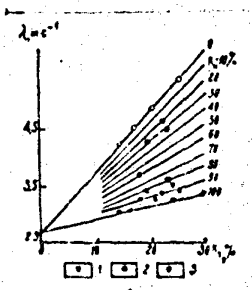


Рис. 28. Графический способ оценки нефтенасыщенности обводнившихся интервалов.
Интервалы: I – нефтенасыщенные; 2 – частично обводненные; 3 – водоносные и выработанные.

$$\lambda_{ск} = \frac{\lambda_{п.пр} - \lambda_{пр.в} \cdot K_п}{1 - K_п} \qquad (5.11)$$

и, пользуясь этой величиной, определяют $K_н$ по измерениям λ, выполненным до закачки пресной воды.

Величина $\lambda_{ск}$ может быть определена также по фоновым измерениям $\lambda_ф$ в скважинах, пробуренных промывочной жидкостью на пресной воде, непосредственно после их крепления колонной. В этом случае в нефтеносном пласте, благодаря проникновению пресного фильтрата, можно принять $\lambda_ф = \lambda_{п.пр}$.

В случае обводнения пласта водами низкой минерализации может быть определена только остаточная нефтенасыщенность. Для этого в пласт закачивается минерализованная вода с $\lambda_{мв}$, а затем пресная вода с $\lambda_{пр.в} = \lambda_н$. Производится два измерения при пресном заполнении – $\lambda_{п.пр}$ и минерализованном . По формуле (5.11) определяют $\lambda_{ск}$, а затем по формуле (5.8) при $\lambda_н = \lambda_{п.м.}$ и $\lambda_в = \lambda_{мв}$ находят $K_н$, соответствующий остаточной нефтенасыщенности.

5.2.2. Гидродинамические методы контроля текущей нефтенасыщенности пластов, разрабатываемых при вытеснении нефти водой

Теоретические основы гидродинамических методов контроля текущей нефтенасыщенности

Гидродинамические методы контроля текущей нефтенасыщенности пластов основаны на использовании зависимостей некоторых параметров пластов, определяемых в процессе их гидродинамических исследований, от текущей нефтенасыщенности. Такими параметрами прежде всего являются относительные проницаемости пласта для нефти и воды и упругоемкость пласта.

В однородном пористом коллекторе на фронте вытеснения нефти водой имеет место скачок насыщенности, но полного замещения подвижной нефти водой не происходит. За фронтом вытеснения до начального положения контура нефтеносности зона водонефтяной смеси.

Нефть, оставшаяся за фронтом, извлекается путем промывки водой в течение длительного времени. В зоне промывки нефтенасыщенность постепенно падает до остаточной, а водонасыщенность увеличивается до некоторого максимального значения.

Скачок нефтенасыщенности на фронте вытеснения тем меньше, чем больше величина $\mu_* = \frac{\mu_н}{\mu_в}$, где $\mu_н$ и $\mu_в$ – соответственно вязкости нефти и воды в пластовых условиях. Другими словами, чем меньше величина μ_*, тем больше процесс вытеснения приближается к поршневому.

В реальных залежах, вследствие неоднородности пластов как по площади, так и по разрезу, фронт вытеснения нефти водой имеет чрезвычайно сложную форму. Если представить пласт, состоящим

из множества трубок тока, то скорость продвижения фронта вытеснения в каждой из них будет определяться средней по длине трубки проницаемостью пласта, перепадом давления на ее концах и другими факторами (длина, сечение и т. п.). В каждый фиксированный момент времени в каждом сравнительно малом элементе пласта можно выделить трубки тока, по которым фронт вытеснения уже прошел, и трубки с нефтенасыщенностью, равной начальной. Среднее же значение текущей нефтенасыщенности в выделенном элементе будет определяться из соотношения

$$\bar{K}_н = K_н \cdot \varphi + K_{но} \cdot (1-\varphi), \qquad (5.12)$$

где $K_н$ – среднее значение текущей нефтенасыщенности в трубках, по которым прошел фронт вытеснения;

$K_{но}$ – начальная нефтенасыщенность;

φ – доля объема элемента, занятая трубками тока, по которым прошел фронт вытеснения (коэффициент охвата элемента промывкой или вытеснением).

Определение текущей нефтенасыщенности комбинированным методом.

Метод назван комбинированным, так как для определения нефтенасыщенности используется комплекс промысловых параметров: данные об изменении коэффициентов продуктивности или гидропроводности, данные об обводненности скважин и данные лабораторных исследований относительных проницаемостей при совместной фильтрации системы нефть-вода.

Этот метод может быть использован для контроля за выработкой однопластовых объектов и при наличии соответствующей аппаратуры (глубинных дебитомеров и влагомеров) – для многопластовых.

С помощью этого метода могут определяться осредненные значения текущей нефтенасыщенности пластов в районе каждой эксплу-

атационной скважины с учетом охвата φ пласта в этом районе процессом промывки. Для определения нефтенасыщенности рассматриваемым методом кроме данных, перечисленных выше, нужна еще и информация о распределении проницаемости по трубкам тока, входящим в скважину. Однако при отсутствии такой информации или в случаях относительно однородных пластов в первом приближении можно исходить из предположения об однородности трубок тока по проницаемости.

Расчеты по определению текущей нефтенасыщенности базируются на использовании диаграмм относительных проницаемостей, получаемых при лабораторном исследовании совместной фильтрации моделей пластовой нефти и воды через образцы коллекторских пород изучаемого объекта.

Диаграмма, использованная для определения текущей нефтенасыщенности пласта $Д_0$-$Д_1$ Бондюжского месторождения, предоставлена на рис. 27. По оси абсцисс диаграммы отложены значения водонасыщенности образца $k_в$ в долях от объема пор. Влево от значения $k_в = 1$ отчитываются значения нефтенасыщенности, так как всегда $k_в + k_н = 1$.

По оси ординат откладываются значения относительной проницаемости, для воды $f'_в$ и для нефти $f'_н$. Под относительной проницаемостью понимается безразмерная величина f/k,

где f – фазовая проницаемость для одной из фаз, мкм^2;

k – физическая проницаемость коллектора, определяемая при фильтрации через пористую среду однофазной жидкости, мкм^2.

При водонасыщенности до 20 % ($k_в = 0{,}20$) относительная проницаемость для воды $f'_в = 0$. Это означает, что при содержании в коллекторе до 20 % воды (от объема пор) вся она оказывается связанной. Присутствие связанной воды приводит к снижению проницаемости для нефти. Так, при содержании связанной воды $k_в = 0{,}2$

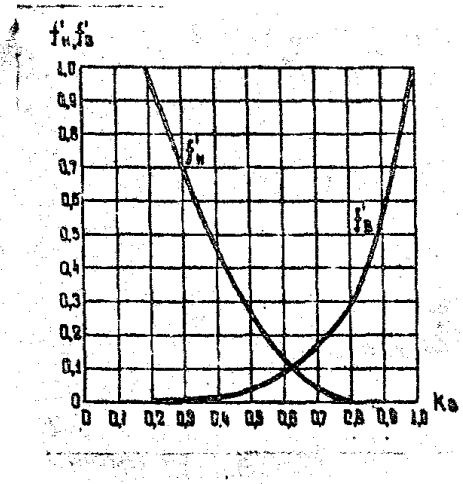


Рис. 27. Кривые относительных про ей
для нефти и воды.

относительная проницаемость для нефти $f'_н = 0,98$.

Все реальные коллектора содержат связанную воду, поэтому обычные промысловые определения в безводный период эксплуатации скважин дают значения не физической проницаемости коллектора, а начальной фазовой проницаемости для нефти $f_{но}$ при $k_в = k_{в\,св}$. Отношение $f_{но}/k = f'_{но}$ характеризует начальную относительную проницаемость коллектора для нефти.

По той же диаграмме проницаемость для нефти равна нулю при водонасыщенности пласта $k_в = 0,79$, т. е. диаграмма показывает, что при самой интенсивной промывке минимум 21 % объема порового пространства будет занято остаточной нефтью.

Основные соотношения, на базе которых определяется текущая нефтенасыщенность в зоне вокруг добывающей скважины, следующие:

$$\frac{k_в}{\mu_о(k_{но} - k_н)} = \frac{f'_в}{f'_{нэ} - f'_н} = \varphi(k_н) \qquad (5.13)$$

и

$$\varphi = \frac{k_в \cdot f'_{но}}{f'_в \cdot k_{но} \cdot \mu_о} \qquad (5.14)$$

где $k_{но}$ – начальный коэффициент продуктивности скважины в безводный период, $м^3$/сут/ МПа;

$k_{см}, k_н, k_в$ – текущие коэффициенты продуктивности соответственно по жидкости (смеси), нефти и воде (для расчетов коэффициентов продуктивности используются дебиты жидкостей, приведенные к пластовым условиям), $м^3$/сут/МПа.

Величина $\varphi(k_н)$ является однозначной функцией нефтенасыщенности в зоне промывки, так что, пользуясь кривыми относительных проницаемостей, можно построить график $\varphi = f(k_н)$. С другой стороны, значение $\varphi(k_н)$ может быть определено по промысловым

данным (через величины $k_в, k_н, k_{но}, \mu$).

По графику $\beta = f(k_н)$ через величину $\beta(k_н)$, подсчитанную по формуле (5.I3) по промысловым данным, можно определить текущую нефтенасыщенность в зоне промывки $k_н$.

По формуле (5.I4) определяется величина охвата пласта процессом промывки в районе исследуемой скважины φ по промысловым данным.

Зная $k_н$ и φ, среднюю нефтенасыщенность в районе исследуемой скважины $\bar{k}_н$ можно определить по формуле (5.I2).

Если вследствие неустойчивости коллектора в призабойной зоне параметр меняется незакономерно, то величина $k_{но}$, входящая в формулы (5.I3), (5.I4), должна определяться по формуле

$$k_{но} = k_{см} / \bar{\varepsilon}, \qquad (5.I5)$$

причем величина $\bar{\varepsilon}$ должна быть определена по результатам исследования скважины методом восстановления давления, проведенным в безводный период эксплуатации скважины и на текущий момент,

$$\bar{\varepsilon} = \left(\frac{kh}{\mu}\right)_{см} / \left(\frac{kh}{\mu}\right)_{0} \qquad (5.I6)$$

Порядок расчета текущей нефтенасыщенности комбинированным методом рассмотрим на примере фактических данных по Бондюжскому месторождению.

I. Строится график $\beta = f(k_н)$ (рис. 27) с использованием соотношения (5.I3) и диаграмма относительных проницаемостей (см. рис. 26).

2. Строится график изменения во времени коэффициентов продуктивности, процента обводненности и гидропроводности (если есть такие данные) по скважине изучаемого объекта. Пример такого построения приведен на рис. 28 (значения $\frac{kh}{\mu}$ не нанесены, так как нет соответственных данных).

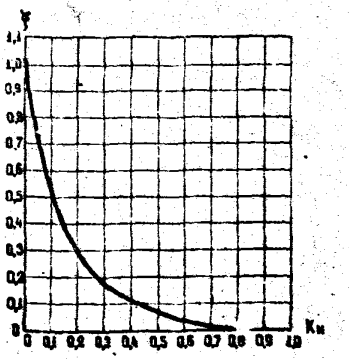


Рис. 28. График определения нефтенасыщенности в зоне промывки.

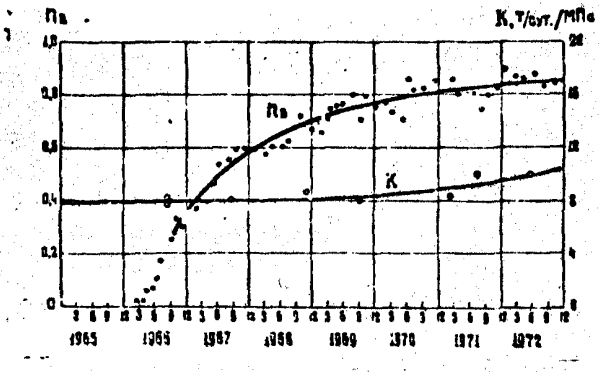


Рис. 29. Динамика изменения коэффициента продуктивности и обводненности продукции по скв. 234 Бондюжского месторождения.

Если необходимо, производится сглаживание кривых для выявления более четкой закономерности поведения изучаемых параметров во времени.

3. Намечается дата (может быть несколько), на которую будет определяться величина нефтенасыщенности. На эту дату по сглаженным кривым обводненности и продуктивности фиксируются значения того и другого параметра и переводятся в пластовые условия.

4. По формуле (5.I3) определяется величина φ с использованием промысловых данных.

5. По графику $\varphi = f(k_н)$ (см. рис. 29) определяется величина текущей нефтенасыщенности пласта в зоне промывки $k_н$.

6. По диаграмме относительных проницаемостей (см. рис. 28) определяются величины $f'_{н}$ и $f'_{в}$ для полученных значений

7. По формуле (5.I4) определяется охват пласта в районе скважины процессом промывки.

8. По формуле (5.I2) определяется величина средней текущей нефтенасыщенности пласта в районе скважины.

Пересчет обводненности на пластовые условия производится по формуле

$$n_{в.пл} = \frac{1}{1+\dfrac{(1-n_{в.пов})\cdot b_н \cdot \gamma_{в.пов}}{n_{в.пов}\cdot b_в \cdot \gamma_{н.пов}}}, \qquad (5.I7)$$

где $b_н$, $b_в$ – объемные коэффициенты нефти и воды соответственно.

Учет неоднородности трубок тока при определении текущей нефтенасыщенности комбинированным методом

Соотношение, на основе которого определяется текущая нефтенасыщенность в зоне промывки для однородного пласта, спра-

ведливо и для неоднородного пласта.

Расчет охвата пласта процессом промывки с учетом неоднородности требует привлечения статистических данных о распределении проницаемости в рассматриваемом объекте и базируется на следующих допущениях:

I) распределение по проницаемости трубок тока, входящих в исследуемую скважину, описывается тем же законом, по которому распределены значения проницаемости по объекту в целом;

2) обводнение трубок тока происходит в последовательности, соответствующей уменьшению их проницаемости.

Второе допущение означает, что охват пласта процессом вытеснения количественно характеризует накопленную частость трубок тока с наивысшими для данной совокупности значениями проницаемости.

Статистическая обработка результатов определений проницаемости проводится обычно при проектировании разработки месторождения и в настоящем руководстве не рассматривается.

Охват неоднородного пласта процессом промывки определяется по формуле

$$\varphi \cdot \frac{\bar{k}_{пром}}{\bar{k}} = \frac{k_в \cdot f'_{но}}{k_{но} \cdot \mu_о \cdot f'_в}, \qquad (5.18)$$

где φ – накопленная частость трубок тока с наивысшими значениями проницаемости (по предложению равная охвату пласта процессом вытеснения);

$\bar{k}_{пром}$ – среднее значение физической проницаемости трубок тока в интервале от 0 до φ (в зоне промывки);

$\bar{k}$ – среднее значение проницаемости для всей совокупности.

Методика разделения комплекса $\varphi = \frac{\bar{k}_{пром}}{\bar{k}}$ и определения охвата φ изложена ниже на примере расчета текущей нефтенасыщенно-

ти по скважинам горизонта $Д_0$-$Д_I$ Бондюжского месторождения (табл. 5.I).

I. По данным таблицы вычисляются значения охвата для каждого интервала разбивки проницаемости

$$\varphi = 1 - F_1(k), \qquad (5.I9)$$

а если к расщеплению проницаемости не подобрано теоретического закона, то охват φ определяется из эмпирического распределения:

$$\varphi = 1 - F_n(k), \qquad (5.20)$$

2. По данным граф 2 и 6 строится графическая зависимость $k = f(\varphi)$ (рис. 30).

3. Определяются значения комплекса $\varphi \frac{\bar{k}_{прод}}{\bar{k}}$ для заданных значений φ из соотношения

$$\varphi \cdot \frac{\bar{k}_{прод}}{\bar{k}} = \frac{S(\varphi)}{S} \qquad (5.2I)$$

где $S(\varphi)$ – площадь, ограниченная графиком функции $k = f(\varphi)$, осями координат и ординатой $f(\varphi_n)$ в интервале от 0 до φ_n (на рис. 30 заштрихована площадь, соответствующая охвату $\varphi = 0{,}3$);

S – полная площадь, ограниченная графиком функции $k = f(\varphi)$ и осями координат в интервале от $\varphi = 0$ до $\varphi = I$.

Эти площади могут быть найдены как непосредственным измерением с помощью планиметрирования графика функции так и расчетным путем.

Наиболее просто и достаточно точно площади вычисляются по методу Симпсона. График $k = f(\varphi)$ (см. рис. 30) разбивается по оси абсцисс в интервале от 0 до I на двадцать равных интервалов с шагом 0,05. Значения площадей определяются для десяти значе-

Таблица 5.I

Интервал разбивки проницаемости, мкм²	Середина интервала разбивки, D	Количество определений	Эмпирическое распределение, $F_n(k)$	Теоретическое распределение $F_t(k)$	$\varphi = 1 - F(k)$
0-0,I	0,05	8	0,I040	0,0682	0,93I8
0,I-0,2	0,I5	7	0,I445	0,I44I	0,8559
0,2-0,3	0,25	I7	0,2428	0,23I9	0,768I
0,3-0,4	0,35	I8	0,3468	0,3572	0,6428
0,4-0,5	0,45	25	0,49I3	0,4793	0,5207
0,5-0,6	0,55	34	0,6878	0,5959	0,404I
0,6-0,7	0,65	I9	0,7976	0,702I	0,2979
0,7-0,8	0,75	6	0,8323	0,7877	0,2I23
0,8-0,9	0,85	II	0,8959	0,8563	0,I437
0,9-I,0	0,95	6	0,9306	0,9088	0,09I2
I,0-I,I	I,05	4	0,9537	0,9440	0,0560
I,I-I,2	I,I5	2	0,9653	0,9680	0,032[illegible]
I,2-I,3	I,25	I	0,97II	0,98I5	0,0I85
I,3-I,4	I,35	I	0,976S	0,9902	0,0098
I,4-I,5	I,45	4	I,000	0,9950	0,0050

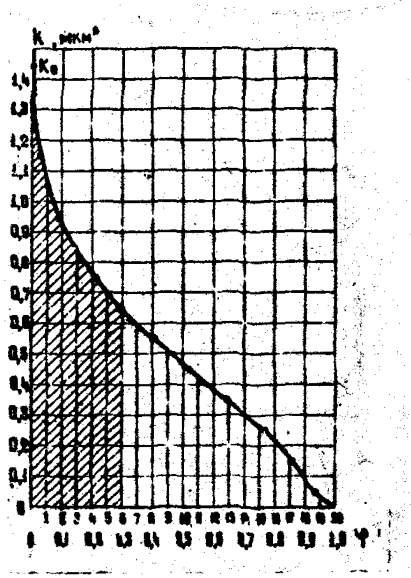


Рис. 30. График функции

ний φ с шагом 0,I, т. е. для n = 2, 4, 6, . . . I8, 20.

Расчетная формула имеет вид

$$S(\varphi)=\frac{\varphi}{3n}\left(k_0+4k_1+2k_2+4k_3+\ldots+2k_{n-2}+4k_{n-1}+k_n\right), \quad (5.22)$$

где n – порядковый номер интервала разбивки.

Нумерация интервалов и другие обозначения, использованные в формуле (5.I6), ясны из рис. 30.

В нашем примере:

При φ = 0,I

n = 2; k_1 = 0,63; k_n = 0,932

$$S(\varphi=0{,}1)=\frac{0{,}1}{3\cdot 2}(1{,}45+4\cdot 1{,}063+0{,}932)=0{,}110$$

При φ = 0,2

n = 4; k_1 = 0,63; k_2 = 0,932; k_3 = 0,838; k_n = 0,767

$$S(\varphi=0{,}2)=\frac{0{,}2}{3\cdot 4}(1{,}45+4\cdot 1{,}063+2\cdot 0{,}932+4\cdot 0{,}838+0{,}767)=0{,}195$$

При φ = 0,3

n = 6; k_1 = 0,63; k_2 = 0,932; k_3 = 0,838; k_4 = 0,767; k_5 = 0,703; k_n = 0,646

$$S(\varphi=0{,}3)=\frac{0{,}3}{3\cdot 6}(1{,}45+4\cdot 0{,}163+2\cdot 0{,}932+4\cdot 0{,}838+2\cdot 0{,}767+4\cdot 0{,}703+0{,}646)=$$
$$=0{,}265 \text{ и т.д.}$$

4. Все взятые из графика функции $k=f(\varphi)$ исходные данные и результаты вычислений по формулам (5.2I) и (5.22) сводятся в таблицу (табл. 5.2), по данным которой строится графическая зависимость в координатах $\varphi\frac{\bar{k}_{пром}}{\bar{k}}-\varphi$ (рис. 31), последняя в дальнейшем используется для нахождения величины охвата пласта процессом промывки из формулы (5.I8) и определения средней нефтенасыщенности в зоне вокруг скважины по формуле (5.I2).

Данные расчетов текущей нефтенасыщенности комбинированным методом с учетом неоднородности (или без) сводятся в таблицу (табл. 5.3, где представлены для примера материалы по скв. № 234

Таблица 5.2

n	φ	$k_{пром}$	S(φ)	$\varphi \frac{k_{пром}}{k}$
	0	I,45 = k_0	0	0
I		I,063		
2	0,I	0,932	0,II0	0,220
3		0,838		
4	0,2	0,767	0,I95	0,39I
5		0,703		
6	0,3	0,646	0,265	0,53I
7		0,600		
8	0,4	0,555	0,325	0,65I
9		0,508		
I0	0,5	0,464	0,376	0,754
II		0,425		
I2	0,6	0,385	0,4I8	0,838
I3		0,344		
I4	0,7	0,308	0,453	0,908
I5		0,267		
I6	0,8	0,2I7	0,480	0,962
I7		0,I50		
I8	0,9	0,090	0,495	0,992
I9		0,030		
20	I,0	0	0,499 = S	I,0

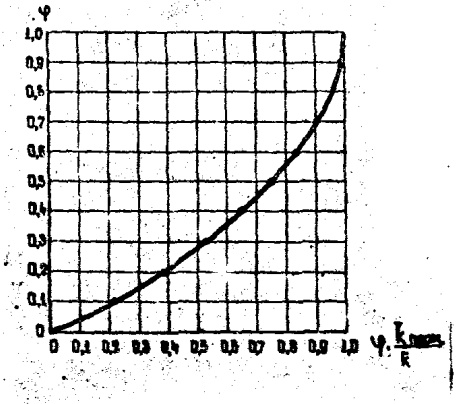


Рис. 31. Графическая зависимость для определения охвата пласта промывкой φ с учетом неоднородности трубок тока по проницаемости

Таблица 5.3

Расчет текущей нефтенасыщенности комбинированным методом
с учетом неоднородности по скв. 234

Дата исследования	k, $\frac{м^3/сут}{МПа}$ (пласт)	n пласт	$k_в$, $\frac{м^3/сут}{МПа}$ (пласт)	$k_н$, $\frac{м^3/сут}{МПа}$ (пласт)	$k_{нв}$ $\frac{м^3/сут}{МПа}$ (пласт)	β	$k_н$	$f'_в$	$\varphi \frac{\bar{k}_{прон}}{\bar{k}}$	φ	$\bar{k}_н$
01.01.69	87,0	0,62	54,1	32,9	97,8	0,144	0,34	0,12	0,780	0.53	0.556
01.01.70	88,1	0,72	63,5	24,6		0,150	0,33	0,125	0,878	0,66	0,490
01.01.71	90,4	0,76	68,4	22,0		0,156	0,32	0,13	0,908	0,70	0,464

Бондюжского месторождения).

Опыт применения комбинированного метода на ряде месторождений СССР показывает, что уже при исследовании нескольких скважин одного объекта (5-10 скважин) удается получить устойчивую корреляционную зависимость нефтенасыщенность - обводненность, что позволяет определять нефтенасыщенность в районах других скважин только по показателю обводненности продукции.

Пример подсчета корреляционной зависимости по горизонту $Д_0$-$Д_1$ Бондюжского месторождения на рис. 32.

Таким образом, порядок расчетов сводится к следующему:

1. По всем качественно исследованным скважинам изучаемого объекта определяются значения средней текущей нефтенасыщенности $\bar{k}_н$ комбинированным методом, желательно на несколько дат.

2. Строится эмпирическая зависимость $\bar{k}_н = f(n_в)$ для всего объекта, с этой целью по оси абсцисс откладываются значения $n_в$ (объемная доля воды в общем дебите скважин в пластовых условиях), а по оси ординат соответствующие им значения $\bar{k}_н$.

3. По полученному графику определяется средняя нефтенасыщенность пласта в районе тех скважин рассматриваемого объекта, по которым не имеется достаточно данных для расчетов этого параметра комбинированным методом, а имеются лишь данные об обводненности.

При достаточно большом числе определений $\bar{k}_н$ по скважинам объекта корреляционным методом можно строить карты текущей нефтенасыщенности в целом по объекту.

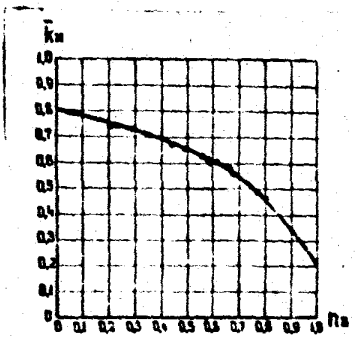


Рис. 22. Корреляционная зависимость между средней нефтенасыщенностью в районе скважины и обводненностью продукции.

Определение текущей нефтенасыщенности по данным исследований скважин методом восстановления давления и лабораторных исследований сжимаемости пород и жидкости

Для определения текущей нефтенасыщенности рассматриваемым методом не требуются данные об относительных проницаемостях для нефти и воды, но необходимы лабораторные исследования сжимаемости жидкостей и породы, а также систематические исследования скважин методом восстановления давления.

Средняя в зоне вокруг исследуемой скважины текущая нефтенасыщенность $\bar{k}_н$ определяется из соотношения

$$\bar{k}_н = N\beta' - M \qquad (5.23)$$

Коэффициенты N и M определяются по данным лабораторных исследований:

$$N = \frac{k_п[\beta_н \cdot k_{но} \quad \beta_в(1-k_{но})]+\beta_c}{k_п(\beta_н-\beta_в)}, \qquad (5.24)$$

$$M = \frac{k_п\beta_в + \beta_c}{k_п(\beta_н-\beta_в)}, \qquad (5.25)$$

где $k_п$ – коэффициент пористости;

$\beta_н, \beta_в, \beta_c$ – соответственно коэффициенты объемного упругого расширения пластовой нефти, пластовой воды и породы-коллектора, $(МПа)^{-1}$;

$k_{но}$ – начальная нефтенасыщенность пласта.

Методика справедлива в условиях, когда величины $k_п$, $\beta_н$, $\beta_в$ и β_c можно считать постоянными, не зависящими от пластового давления. Коэффициенты N и M при этом являются постоянными в течение всего периода эксплуатации скважины.

Коэффициенты сжимаемости породы β_c в лабораториях определяется редко. Если лабораторные данные отсутствуют, можно вос-

пользоваться корреляционной зависимостью, предложенной Ван дер Кнаапом (рис. 33). Зависимость построена по данным исследования большого числа образцов песчаных и карбонатных коллекторов и позволяет оценить коэффициент β_c как функцию среднего значения пористости $k_п$ продуктивного пласта в рассматриваемой скважине.

Величина β' – относительная упругоемкость находится путем сопоставления результатов исследования скважины в безводный период эксплуатации и в момент времени, на который определяется текущая нефтенасыщенность.

$$\beta' = \frac{B \cdot e^{40\pi\left(\frac{\varepsilon_0}{k_0} - \frac{\varepsilon}{k}\right)}}{B_0 \cdot \frac{\varepsilon}{\varepsilon_0}}, \qquad (5.26)$$

где $\varepsilon_0 = (kh/\mu)$ и $B_0 = \varpi / r_{пр}^2$

– комплексные параметры, получаемые при обработке результатов исследования скважины методом восстановления давления в безводный период эксплуатации, соответственно $\frac{мкм^2 \cdot см}{мПа \cdot с}$ и $\frac{1}{с}$;

ε и B – текущие значения тех же комплексных параметров;

k_0 и k – соответственно начальный (для безводного периода) и текущий коэффициенты продуктивности скважины по жидкости в пластовых условиях, $см^3/с/МПа$.

Пример. Скважина, дающая обводненную продукцию, исследована методом восстановления давления и после интерпретации получены следующие значения пластовых параметров:

$$\varepsilon = 83 \frac{мкм^2 \cdot см}{мПа \cdot с}; \qquad B = 55{,}7 \frac{1}{с}; \qquad k = 59{,}2 \text{ см}^3/\text{с}/\text{МПа}.$$

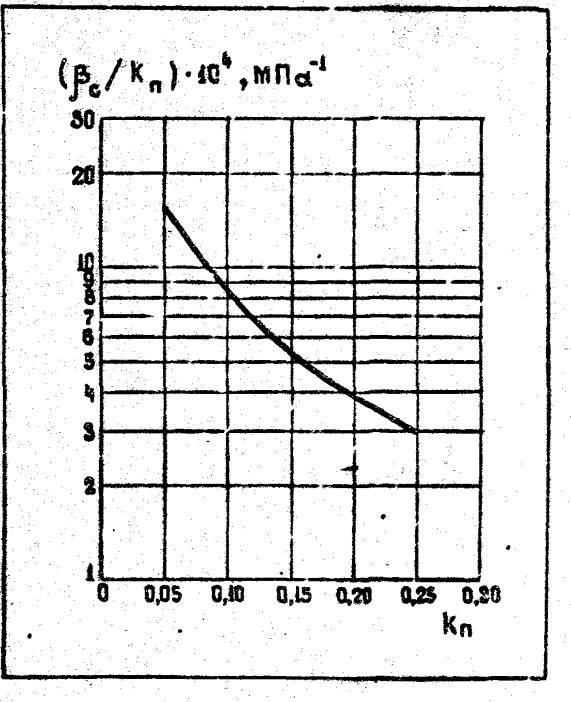


Рис. 33 . Корреляционная зависимость между пористостью и коэффициентом сжимаемости породы коллектора (корреляция Ван. дер Кнаапса).

По данным исследования, проведенного на скважине ранее, в безводный период эксплуатации, значения тех же параметров составляли:

$$\varepsilon_0 = 119 \frac{мкм^2 \cdot см}{мПа}; \quad B_0 = 18{,}9 \frac{1}{с}; \quad k_0 = 93{,}4 \ см^2/с/мПа.$$

Имеются результаты лабораторных измерений коэффициентов сжимаемости пластовых жидкостей и начальной нефтенасыщенности пласта:

$$\beta_N = 3{,}55 \cdot 10^{-3} \frac{1/МПа}{МПа}; \quad \beta_в = 2{,}78 \cdot 10^{-4} \frac{1}{МПа}; \quad k_{но} = 0{,}82.$$

Величина коэффициента сжимаемости породы определена с помощью корреляционной зависимости (рис. 5.I4) для пористости $k_п = 0{,}I9$:

$$\beta_c = 4 \cdot 10^{-4} \cdot 0{,}19 = 7{,}6 \cdot 10^{-5} \frac{1}{МПа}.$$

I. Определяются значения коэффициентов N и M по формулам (5.24) и (5.25)

$$N = \frac{0{,}I9 \ . \ (3{,}55 . I0^{-3} . 0{,}82 + 2{,}78 \ . \ I0^{-4} \ . \ 0{,}I8 + 7{,}6 \ . \ I0^{-5})}{0{,}I9 \ . \ (3{,}55 \ . \ I0^{-3} - 2{,}78 \ . \ I0^{-4})} =$$

$$= I.027;$$

$$M = \frac{0{,}I9 \ . \ 2{,}78 \ . \ I0^{-4} + 7{,}6 \ . \ I0^{-5}}{0{,}I9 \ . \ (3{,}55 \ . \ I0^{-3} - 2{,}78 \ . \ I0^{-4}} = 0{,}207$$

2. По формуле (5.26) находится относительная упругоемкость

$$\beta' = \frac{55{,}7 \ . \ e^{40 \left(\frac{II9}{93{,}4} - \frac{83}{59{,}2}\right) . II9}}{I8{,}9 \ . \ 83} = 0{,}846$$

3. Подсчитывается из соотношения (5.23) средняя текущая нефтенасыщенность в зоне вокруг скважины:

$$\bar{k}_н = I{,}027 \ . \ 0{,}846 - 0{,}207 = 0{,}66$$

Значения текущей нефтенасыщенности, определенные по результатам исследования скважин методом восстановления давления, так же, как и данные расчетов комбинированным методом, могут использоваться для построения корреляционной зависимости обводненность продукции – средняя текущая нефтенасыщенность.

5.2.3. Оценка нефтенасыщенности по кернам

Применение различных методов оценки нефтенасыщенности пластов до начала промышленного отбора нефти или на любой стадии разработки, в том числе геофизических, гидродинамических, а также основанных на применении всевозможных индикаторов, может дать достаточно надежные, объективные результаты только при контролировании этих методов прямыми определениями нефтенасыщенности по керну. Для изучения коллекторских свойств пород продуктивных отложений полнота выноса керна не имеет решающего значения в том случае, когда оценки сводятся к получению статистических зависимостей и средних значений параметров изучаемых пластов по данным исследования керна, отобранного на многих скважинах.

Определение нефтенасыщенности по керну сводится к определению его водонасыщенности и пересчету полученных данных на нефтенасыщенность. Определение количества воды, содержащейся в пустотном пространстве породы, проводится косвенными методами и путем прямых измерений водонасыщенности по керну, отобранному при условиях, предотвращающих потери воды из образцов породы или, наоборот, их обводнение в процессе бурения интересующего интервала.

Прямые определения начальной нефте- и водонасыщенности требуют отбора керна с применением специальных промывочных жидкостей: растворов на нефтяной основе или других углеводородных жидкостях (например, дизельном топливе), инвертных эмульсий при условии отсутствия в них свободной воды. Кроме того, обязательна обсадка ствола скважины до кровли продуктивного горизонта, что исключает попадание воды из вышележащих водоносных горизонтов в процессе бурения колонковыми долотами в интервале продуктивного пласта. Наземная циркуляцион-

ная система и резервуары для подготовки и хранения такого промывочного раствора должны быть оборудованы навесами, защищающими раствор от попадания дождевой воды.

Обычно известково-битумный раствор состоит из следующих компонентов: соляровое масло, дизельное топливо, высокоплавкий битум (температура плавления 150 °С, плотность 1,0 г/см^3) и негашенная известь. Если пластовое давление велико, то вместо извести можно применять барит или известь и барит вместе. Если же пластовое давление невелико, то можно использовать в качестве промывочной жидкости чистую нефть.

В состав инвертных эмульсионных растворов входят минерализованная вода, соляровое масло, дизельное топливо, эмульсия и др. В последнее время появились термостойкие эмульсионные растворы. Вода в эмульсионных растворах находится в тонкодисперсном состоянии. Капли воды окружены тонкой пленкой углеводородных компонентов.

В оценочных скважинах для отбора керна используют колонковые наборы, обеспечивающие вынос образцов большого диаметра. Это могут быть колонковые наборы "Уфимец" типа ДКНУ-190М, снаряды "Недра" или "Кембрий". Диаметр керна, отбираемого этими колонковыми наборами (долотами), составляет 67-100 мм.

Учитывая необходимость проведения дорогостоящих мероприятий и операций, предшествующих отбору керна на безводных растворах, а также большую информативность керна, отобранного с применением безводного раствора, необходимо исключительно тщательно планировать режим бурения в процессе отбора с реализацией параметров, обеспечивающих максимальный вынос керна. Основными параметрами, контроль которых обеспечивает полный или близкий к полному вынос керна, являются скорость проходки, интервал долбления за один спуск долота и объемная скорость

прокачки промывочного раствора.

Методы оценки по керну текущей нефтенасыщенности

В процессе разработки месторождения, особенно в заключительной стадии, когда появляются обширные обводненные зоны, для оценки эффективности процесса очень важно иметь данные прямых определений водонефтенасыщенности в выработанных участках. Для таких определений керн отбирается с применением обычного глинистого раствора на водной основе, но с жестким контролем водоотдачи, которая должна быть минимальной. Минимальное искажение водонефтенасыщенности достигается при отборе керна большого диаметра, когда на анализ берется его серединная часть. В этом случае можно четко выделить интервалы, не промытые водой, хотя содержание нефти в образцах из этих интервалов может не соответствовать начальным значениям водонефтенасыщенности.

Для залежей, содержащих высокопарафинистые или вязкие нефти, целесообразно применять охлажденные глинистые растворы (бурение в зимнее время). Они обеспечивают минимальные потери нефти.

При отборе керна в оценочных скважинах в обводненных зонах очень важно подбирать и тщательно контролировать параметры, обеспечивающие максимальный вынос керна и минимальное проникновение фильтрата в породу.

Консервация керна

Консервация керна на скважине при всех способах его отбора является обязательной операцией, если при последующем анализе керна предполагаются определения водонефтенасыщенности образцов отобранной породы.

Поскольку флюиды летучи, то для их сохранения в керне большое значение имеет своевременность и качество его герметизации. Интенсивность испарения воды находится в прямой зависи-

мости от окружающего воздуха, поэтому для получения достоверной информации о водонефтенасыщенности образцов породы следует сразу же после извлечения керна из колонковой трубы производить его консервацию. Куски керна длиной 5-30 см тщательно заворачивают в пленку синтетического материала (например, полиэтиленфторофтолатную пленку), затем в марлю, пропитанную расплавленным парафином. Законсервированный кусок керна упаковывают в оберточную бумагу, куда помещают и этикетку образца. При отборе керна на нефтяном растворе образец можно хранить погруженным в этот же безводный раствор.

Во всех случаях, т.е. независимо от метода отбора керна и типа применяемой промывочной жидкости, во время подъема керна на поверхность после завершения очередного долбления происходит разгазирование нефти и связанные с этим потери некоторого количества жидкости из образцов. Эти потери могут изменяться в широком диапазоне в зависимости от диаметра керна, свойств нефти, изменения температуры по стволу и скорости подъема керна. Чтобы учесть количество жидкости, потерянной из керна во время его подъема, необходимо проводить соответствующие лабораторные эксперименты, в которых бы моделировались конкретные условия, имеющие место в скважинах данного месторождения.

Аппаратура и методика лабораторных исследований

Законсервированные образцы, доставленные в лабораторию, сразу же поступают на исследования, причем в первую очередь, рыхлые и высокопроницаемые коллекторы, а затем более плотные разности. После расконсервации поверхность керна очищается обтирочным материалом и фотографируется. Керн готовят к электроизмерениям: обтачивают торцы керна для придания им гладкой поверхности, а на боковой поверхности вытачиваются по окружности бороздки (для измерительных электродов) с рас-

стоянием между ними 4,5–5,5 см. Сопротивления каждой секции между измерительными электродами измеряются по четырехэлектродной схеме, а сопротивление всего образца керна – по двухэлектродной схеме.

При работе с керном большого диаметра (80 мм) на анализ выбирается средняя центральная часть образца, наименее подверженная влиянию процесса испарения с поверхности и проникновения фильтрата бурового раствора. Для получения надежных данных желательно исследования керна проводить по замкнутой системе, т.е. определять водонасыщенность, пористость, проницаемость и другие параметры на каждом образце, не прибегая к параллельным или близлежащим образцам, чтобы исключить влияние неоднородности породы. С этой целью используют "широкогорлые" приборы ЛП-4, выполняемые по индивидуальным заказам предприятий. Анализируемый образец, вырезанный из центральной части керна, должен свободно входить в колбу прибора для отгона воды (ЛП-4) или экстракции (Сокслет), но иметь достаточные размеры, чтобы при обработке на станке из него получился цилиндр (3х3 см) или куб (2х2 см).

Если порода не содержит замкнутых пустот, при загрузке образца в прибор ЛП-4 с толуолом на отгон воды одновременно берутся смежные кусочки на определение минеральных солей по водной вытяжке, плотности минерального состава породы, ее карбонатности и литолого-петрофизические характеристики. Для пород с частично изолированными пустотами (например, для карбонатных пород) определяют содержание солей сначала в открытых пустотах, а затем в замкнутых.

С этой целью смежный образец помещают в прибор ЛП-4 с дистиллированной водой для экстракции из него солей до исчезновения реакции на ион хлора. По полученному содержанию солей устанавливается минерализация воды в открытых порах по обеспри-

нятой методике. Затем образец сушат в термостате при 105-110 °С до постоянного веса, дробят в толуоле и снова отгоняют воду в приборе ЛП-4, после чего определяют содержание в нем солей. Найденная по этим данным вода и ее минерализация относятся к замкнутым пустотам.

Анализы содержания солей в породе имеют очень важное значение, потому что они позволяют не только внести поправку на величину пористости, но и сделать ряд практических выводов. Если погребенная вода находится в капиллярно-связанном состоянии, то при отборе керна из продуктивного пласта с применением в качестве промывочной жидкости растворов на углеводородной основе количественное содержание и минерализация ее в керне остаются практически такими же, как и в пласте. В процессе экстракции и отгона воды из керна в нем после сушки остается сухой остаток солей, содержащихся в воде. В связи с этим результаты определения пористости, водонасыщенности получаются заниженными, что при последующем использовании этих величин для подсчета или уточнения количества нефти и газа в пластах может привести в некоторых случаях к существенным погрешностям.

В качестве примера приведем расчетные данные пористости и водонасыщенности с учетом сухого остатка солей для двух образцов керна девонских отложений, которые отбирались с применением известково-битумного раствора (табл.5.4).

Образец, взятый на определение водонасыщенности, после отгона воды экстрагируется в аппарате Сок лета четыреххлористым углеродом или спиртобензольной смесью. Затем анализируемый кусок породы сушат до постоянного веса. Обычно в лабораториях определяют проницаемость по воздуху, однако исследования показали, что более желательным является определение проницаемости по воде на установке УИПК.

Таблица 5.4

Степень влияния минерализации воды на величину пористости и водонасыщенности

Без учета солей		Концентрация солей, %	С учетом солей		Относительная погрешность с учетом солей	
пористость, %	водонасыщенность, %		пористость, %	водонасыщенность, %	в определении пористости	в определении водонасыщенности
I7,9	I9,8	24,2	I8,4	2I,4	+2,7	+7,5
5,0	93,5	24,5	5,7	9I,0	+I4,0	-2,7

Для получения достоверных значений пористости, проницаемости и особенно водонефтенасыщенности очень важно, чтобы керн сохранил свою первоначальную структуру, т.е. не был разрушен и не был перегрет вследствие неправильного режима бурения колонковым долотом и недостаточного охлаждения долота промывочной жидкостью.

При бурении оценочных скважин в незаводненной части залежи применяют безводные растворы на углеводородной основе, нефть или эмульсионные промывочные жидкости. На заводненных участках месторождений используют глинистые растворы.

Так, на месторождениях Туймазинском, Николо-Березовском, Арланском, Речице оценочные скважины закладывались в чисто нефтяной части залежи, чтобы на определяемую по керну текущую нефтенасыщенность не наложилось влияние закачиваемой в пласт воды. Промывочная жидкость приготавливалась на углеводородной основе (известково-битумная), не содержащей воду и обладающей низкими показателями отделения фильтрата.

На месторождении Узень были пробурены 4 оценочные скважины в чисто нефтяной части залежи с использованием инвертных эмульсионных растворов, приготовленных на соляровом масле, и 5 оценочных скважин с применением охлажденных глинистых раст-

воров, так как все они расположены на обводненных закачиваемой водой участках залежей. Растворы на углеводородной основе применять нецелесообразно. Сочетание двух видов вскрытия пластов дает возможность исследователям получить по керну как данные о начальной нефтенасыщенности, так и текущей и остаточной нефтенасыщенности.

5.2.4. Расчетная оценка текущей нефтенасыщенности.

Для определения текущей и остаточной нефтенасыщенности по промысловым данным используются

- балансовый метод;
- статистические методы;
- методы материального баланса.

Балансовый метод оценки текущей нефтеотдачи.

В балансовом методе текущий коэффициент заводненной части пласта рассматривается как отношение суммарной (накопленной) добычи нефти $Q_д$ на определенную дату к первоначальным ее запасам $Q_з$ заводненной части исследуемой залежи:

$$\eta = \frac{Q_д}{Q_з} \qquad (5.27)$$

где $Q_з$ - определяют как разность между начальными запасами нефти, заключенными в пределах объема пласта, и запасами, содержащимися на дату исследования в объеме пласта между текущей поверхностью водонефтяного контакта и кровлей пласта.

Важнейшим фактором, влияющим на точность подсчета запасов обводненного объема, является достоверность отбивки ВНК. Достоверность отбивки ВНК как первоначального, так и текущего зависит от точности определения положения ВНК, т.е. в значительной мере от эффективности применяемых методов контроля за ВНК.

В качестве примера можно рассмотреть результаты определения нефтеотдачи УІ пласта угленосной толщи на Ашитском участке

Арланского месторождения. Этот пласт сложен песчаниками, имеющими пористость 12,8-30,4 % (среднее значение 23,1 %) и проницаемость от 0,02 до 7,24 D (средняя проницаемость 2,5 D). Данные геофизического контроля за положением текущего ВНК в обсаженных скважинах и результаты исследования скважин, бурящихся на разрабатываемую залежь, позволяют оценить мощность промытой части УІ пласта и определить заводненный объем. Накопленная добыча по скважинам, расположенным на обводненной части залежи, дает объем извлеченной нефти. Вычисленный по этим данным коэффициент нефтеотдачи составил 48,5 %. Эта величина хорошо согласуется с данными, полученными по керну, отобранному в оценочных скважинах.

Статистические методы оценки нефтеотдачи

Нефтеотдача оценивается как отношение начальных извлекаемых запасов к начальным балансовым запасам, причем начальные извлекаемые запасы рассчитываются по материалам эксплуатации. Выбор конкретного статистического метода подсчета извлекаемых запасов зависит от режима разработки объекта. При эксплуатации на режимах истощения (упругом и растворенного газа) обычно применяются различные статистические зависимости вида: предыдущий - последующий дебиты нефти; дебит нефти - время разработки; дебит нефти - накопленная добыча нефти; время разработки - накопленная добыча нефти; накопленная добыча нефти - накопленная добыча попутного газа и т.д.

При эксплуатации в условиях водонапорного режима (как естественного, так и искусственного заводнения) со значительной добычей попутной воды для подсчета извлекаемых запасов применяют так называемые характеристики вытеснения. Характеристика вытеснения - это зависимость накопленной добычи нефти от накопленной добычи воды или жидкости (нефть + вода). Иногда указанные координаты зависимостей несколько меняют, используя

отношение накопленной добычи нефти к воде, процент обводненности и другие производные показатели. При значительной обводненности продукции характеристики вытеснения в соответствующих координатах приобретают вид прямой линии, экстраполяция которой позволяет судить о возможной будущей добыче нефти, т.е. об извлекаемых запасах. Экстраполяция обычно проводится не графически, а аналитически, методом наименьших квадратов.

Предложено более десяти способов построения характеристик вытеснения, отличающихся системой принятых координат. Во ВНИИ проведено исследование применимости этих способов на различных стадиях обводненности добываемой продукции. Для этого использованы материалы 30 длительно разрабатываемых залежей нефти Урало-Поволжья и Северного Кавказа. Геологопромысловые показатели этих залежей находятся в следующих диапазонах: среднегодовая обводненность добываемой продукции на последнюю дату - от 76 до 99 %; срок разработки - от 20 до 50 лет; отношение вязкости нефти и воды в пластовых условиях - от 1 до 30 (преимущественно 2-5); средняя проницаемость коллектора - - от 120 до 2500 мД; коэффициент песчанистости - от 0,75 до 0,90; коэффициент расчлененности - преимущественно до 2,2.

В результате получены следующие выводы.

При среднегодовой обводненности продукции менее 60 % ни один из способов не дает надежной оценки извлекаемых запасов. Надежность возрастает с увеличением обводненности продукции, и все способы дают практически одинаковые результаты на заключительном этапе разработки при обводненности более 90 %.

При обводненности 60-62 % достаточно надежные результаты (с вероятностью более 60 %) дают два способа построения характеристик вытеснения:

1) в координатах $\frac{Q_н}{Q_н} - Q_в$ с зависимостью для конечного прямолинейного участка

$$\frac{Q_в(t)}{Q_н(t)} = a' + b' Q_ж(t) \qquad (5.28)$$

(способ С.Н.Назарова и Н.В.Сипачева, 1972);

2) в координатах $Q_ж \cdot Q_н - Q_ж$ с зависимостью для конечного прямолинейного участка

$$Q_ж(t) \cdot Q_н(t) = b'' \cdot Q_ж(t) - a' \qquad (5.29)$$

(способ Г.С.Камбарова, Д.Г.Алмамедова и Т.Д.Махмудова, 1974).

При обводненности 77 % к первым двум способам добавляется (при той же надежности получаемых результатов 60 %) способ в координатах $Q_н - Q_ж^{-\lambda}$ с зависимостью

$$Q_н(t) = a''' - b''' \cdot Q_ж^{-\lambda}(t) \qquad (5.30)$$

(способ А.А.Казакова, 1976).

Условные обозначения:

$Q_н, Q_в, Q_ж$ – накопленная добыча нефти, воды и жидкости в пластовых условиях;

$a', a'', a''', b', b'', b'''$ – постоянные коэффициенты, которые определяются по заключительному прямолинейному участку фактической характеристики вытеснения в соответствующих координатах методом наименьших квадратов;

$Q_ж(t)$ – постоянный показатель степени λ, который определяется по фактическим данным эксплуатации в соответствии с зависимостями

$$lg\, n_н(t) = c - d\, lg\, Q_ж(t) \quad и \quad \lambda = 1 - d$$

где $n_н$ – среднегодовой процент нефти в добываемой жидкости;

индекс (t) – показывает, что соответствующее числовое значение каждого параметра относится к оп-

ределенным промежуткам времени с начала разработки.

Указанные три способа рекомендуются как предпочтительные для расчета извлекаемых запасов по характеристикам вытеснения.

Существенным ограничением метода характеристик вытеснения служит невозможность его использования на ранней стадии разработки залежи с водонапорным режимом при обводненности менее 60-70 %, а также неприменимость его к залежам с другими режимами разработки. Кроме того, необходимо помнить, что все статистические методы подсчета извлекаемых запасов предполагают сохранение в будущем неизменной системы разработки.

Метод материального баланса

Метод материального баланса основан на изучении изменения физических параметров жидкости и газа, содержащихся в пласте, в зависимости от изменения давления в процессе разработки. Этот метод дает возможность определить начальные балансовые запасы нефти в пласте по данным о количествах добытых нефти, газа и воды при соответствующем падении пластового давления в условиях различных режимов разработки и определить текущую нефтеотдачу.

Основными достоинствами метода материального баланса являются: возможность использования богатейшей информации, накапливаемой в процессе разведки и эксплуатации залежей, его динамичность, помогающая четко интерпретировать процессы, которые происходят в недрах во время разработки месторождения и то, что некоторые параметры, входящие в объемную формулу подсчета запасов, в этом методе играют вспомогательную роль.

Наиболее существенный недостаток метода - отсутствие универсальной методики подсчета вторгшейся в залежь воды.

Применение метода материального баланса требует тщательного, систематического изучения пласта с самого начала разработки.

Вывод уравнений материального баланса основан на изучении баланса между первоначально содержащимися в недрах углеводородами и количеством углеводородов, добытых и оставшихся в недрах, или на определении освобожденного объема в пласте в процессе добычи нефти, воды и газа.

Основной параметр для определения всех входящих в формулу коэффициентов - это среднее пластовое давление, поэтому при применении метода материального баланса следует на дату расчета строить карту изобар, по которой более точно можно подсчитать среднее арифметическое взвешенное по площади (или по объему пласта) пластовое давление.

Существует несколько видов уравнений материального баланса в зависимости от режима залежи, наличия или отсутствия газовой шапки, от продвижения или отсутствия продвижения контурных вод.

Уравнение материального баланса для смешанного режима в общем виде имеет вид:

$$Q_o = \frac{Q_н[B + (r_р - r_o)\cdot V] - (W - w)}{B_i - B_o + \frac{B_o}{V_o}(V - V_i)}, \qquad (5.30)$$

где Q_o - начальные балансовые запасы нефти м^3;

$Q_н$ - накопленная добыча нефти, м^3;

$B_i = B + (r_o - r)\cdot V$ - двухфазный объемный коэффициент пластовой нефти;

B_o, B - начальный и текущий объемные коэффициенты пластовой нефти;

$r_р$ - средний газовой фактор, м^3/м^3;

r_o, r - начальная и текущая растворимость газа в нефти, м^3/м^3;

V - текущий объемный коэффициент пластового газа;

W - объем внедрившейся воды в залежь, м^3;

w - объем добытой воды, м^3.

Для применения метода материального баланса должны быть определены следующие величины и параметры:

1) накопленная добыча нефти на дату расчета, т.е. вся добытая нефть с начала разработки на дату расчета в $м^3$;

2) количества объемов газа, растворенных в I $м^3$ нефти, на начало разработки и на дату расчета в $м^3/м^3$.

Эти величины определяют либо в лаборатории в отобранных глубинных пробах пластовой нефти, либо, по имеющимся в литературе графикам растворимости газа в нефти в зависимости от средних пластовых давлений;

3) средний газовый фактор, который определяется за весь период разработки на дату расчета как частное от деления накопленной добычи газа $Q_г$ в $м^3$ на накопленную добычу нефти $Q_н$ в $м^3$:

$$r_р = \frac{Q_г}{Q_н} \quad (м^3/м^3);$$

4) объемные коэффициенты пластовой нефти на начало разработки и на дату расчета, которые определяются как отношение объема пластовой нефти к объему получаемой из нее сепарированной нефти при стандартных условиях

$$b = \frac{V_{пл}}{V_{сп}};$$

5) объемные коэффициенты пластового газа на начало разработки и на дату пересчета;

6) двухфазный объемный коэффициент пластовой нефти

$$b_1 = b + (r_0 - r)\, b';$$

7) доля газоносной части пласта δ по отношению к объему нефтеносной части пласта;

8) вошедшая в пласт вода W;

9) добыча воды определяется с начала разработки в $м^3$.

Динамические коэффициенты определяются для средних пластовых давлений, которые вычисляются по составленным картам

изобар.

Для определения объема внедрившейся в залежь воды на ряд дат Ф.А.Гришиным была предложена группа уравнений типа

$$W = Q_H \cdot b_0 + w \cdot \varkappa \cdot \Delta p,$$

где $\varkappa$ – удельная упругоемкость залежи (пласта и пластовой жидкости) на единицу падения пластового давления, $м^3/ат$;

$\Delta p = p_c - p$ – падение среднего давления в залежи, ат.

Величина $\varkappa$ здесь определяется на основе анализа разработки залежи, включая и начальную стадию, когда можно предположить, что объем внедрившейся в залежь воды, равен нулю.

Совместное решение соответствующего данным условиям уравнения материального баланса и уравнений Ф.А.Гришина позволяет исключить из числа параметров, требующих определений, объем добытой воды.

При подсчете запасов методом материальных балансов необходимо иметь:

а) данные лабораторных исследований о растворимости газа в нефти и изменении в связи с этим объема нефти в пластовых условиях при различных давлениях;

б) данные об изменении объема углеводородных газов при различных давлениях с учетом отклонения их от законов идеальных газов;

в) сведения о контурах газоносности и нефтеносности, а также данные о среднем газовом факторе;

г) сведения о добыче нефти, газа и воды с начала разработки горизонта (суммарно и по месяцам);

д) сведения о режиме работы горизонта и данные о динамике изменения пластовых давлений, а также все исходные данные для составления карт-изобар.

6. КОНТРОЛЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ В ПЛАСТАХ И ГРАНИЦ ВНЕДРЕНИЯ ВЫТЕСНЯЮЩЕГО АГЕНТА

Большинство нефтяных месторождений страны разрабатывается с применением различных систем заводнения. При этом необходим контроль за эффективностью закачки: распределением нагнетаемой воды между пластами, направлением фильтрационных потоков, движением фронта закачиваемых вод и т.д.

Существуют следующие основные методы, позволяющие решать эти задачи:

- гидрохимические методы, основанные на исследовании стабильных и нестабильных компонентов попутной воды, добываемой совместно с нефтью;

- методы, использующие трассирующие индикаторы, вводимые в закачиваемые агенты (радиоактивные изотопы, химические вещества, красители и т.д.);

- методы исследования свойств добываемой нефти (изменение коэффициента светопоглощения, содержание микрокомпонент).

Гидрохимические методы контроля основаны на наблюдениях за химическим составом попутных вод. Они проводятся в комплексе и одновременно с контролем обводненности продукции по тем же пробам, которые отбираются для определения обводненности. В пробах определяют минерализацию, плотность и характерные компоненты химического состава попутной воды.

В большинстве случаев нагнетаемая вода существенно отличается по своему химическому составу от пластовой воды,

поэтому обычный химический анализ попутной воды с определением содержания ее естественных компонентов часто может дать ценную информацию об источниках поступления воды в добывающие скважины и о путях ее движения по пластам.

Гидрохимический метод контроля по естественным компонентам для нефтяных месторождений получил наибольшее распространение при применении законтурного (приконтурного) заводнения и при любом заводнении истощенных пластов, обводненных пластовой водой во время их разработки на естественном режиме. Для определения количественных соотношений доли закачиваемой и пластовой вод предварительно проводят лабораторные опыты смешивания этих вод и определяют количественное содержание характерных компонентов в смесях. В качестве наиболее уверенных естественных индикаторов для определения пропорций смешивающихся вод следует использовать самые стабильные компоненты их состава, не вступающие в реакции с образованием твердых или газообразных веществ. Такими компонентами являются ионы хлора, натрия, микрокомпоненты. Гидрохимический метод применяется при заводнении истощенных и ранее обводненных пластовой водой залежей в Азербайджанской ССР. На основе тщательного контроля за составом попутной воды выяснено проникновение закачиваемой воды в различные участки залежей и оценена скорость ее перемещения. В сочетании с другими геолого промысловыми материалами эти данные были использованы для выравнивания фронта закачки, в результате чего был получен прирост добычи нефти и сокращена обводненность продукции.

При законтурном заводнении пресной речной водой нефтяных залежей Урало-Поволжья с высокоминерализованными пластовыми

водами для контроля за подходом нагнетаемой воды обычно используют простейшие показатели – естественные индикаторы: плотность, минерализацию и содержание хлора.

Широкое распространение получил гидрохимический метод на нефтяных месторождениях Чечено-Ингушетии. Благодаря опытам по смешиванию различных пластовых и закачиваемых вод были выявлены стабильные компоненты-индикаторы состава смешивающихся вод, составлены карты распространения пресных закачиваемых вод и вычислены скорости их перемещения. Эти скорости удовлетворительно совпадают со скоростью перемещения радиоактивных изотопов, введенных в закачиваемую воду на тех же участках, что подтвердило правомерность использования гидрохимического метода по естественным компонентам вод.

В некоторых случаях для гидрохимического контроля заводнения продуктивных пластов, кроме стабильных компонентов их состава, могут быть использованы и нестабильные компоненты, в частности, сульфат-ион.

Увеличенное его количество в попутной воде по сравнению с нагнетаемой и пластовой водами может свидетельствовать о подходе нагнетаемой пресной воды, оказывающей выщелачивающее действие на сульфатные породы пласта, или же о поступлении в залежь посторонних вод по плоскостям тектонических нарушений.

В качестве индикатора могут использоваться и другие естественные компоненты природных вод. Например, четко выявляемым элементом-индикатором некоторых пластовых вод является радий. Для тех месторождений, где в пластовых приконтурных водах содержится повышенное количество закономерно распределенного изотопа радия (226 Ra), в процессе разработки и подъема

ВНК содержание этого элемента в добываемой продукции снижается, он может быть использован для контроля за перемещением ВНК.

Данный способ дает возможность в течение некоторого промежутка времени получать информацию о ВНК в работе тех скважин, где ВНК уже прошел (в том числе по законтуренным наблюдательным скважинам). Применение этого способа успешно осуществлено на Озек-Суатском и Величаевском месторождениях Ставропольского края.

Применение искусственных трассирующих индикаторов в нагнетаемой воде особенно эффективно при площадных системах заводнения, когда каждая добывающая скважина окружена нагнетательными. Появление воды в добывающей скважине может быть связано с ее подходом от любой из соседних нагнетательных скважин. Выяснить, с какой из нагнетательных скважин связано обводнение, можно только с помощью индикаторов, вводимых в закачиваемую воду. В качестве индикаторов используются различные вещества, растворимые в воде, они подаются в воду непосредственно на устье скважины или на прием насоса, что не представляет каких-либо особых технических сложностей.

Выбор индикатора движения пластовой жидкости и нагнетаемой в пласт воды представляет собой весьма сложную задачу, что обусловлено прежде всего специфическими условиями, в которых используются трассирующие вещества. Движение жидкости по пласту происходит при контакте с чрезвычайно большой поверхностью горной породы. Породы, слагающие нефтеносные пласты, различны по минералогическому составу и включают в себя такие сильные сорбенты, как каолинит, гумбрин и т.п. а также большое

многообразие различных элементов, способных взаимодействовать с индикаторами. Глубокозалегающие пласты имеют высокую температуру. Нефть, насыщающая горные породы, состоит из широкого спектра органических соединений различного строения, в нефти растворены в чистом виде или в виде солей, комплексов и т.п. до 60 элементов таблицы Менделеева. Пластовые воды также включают в себя различные элементы как в чистом виде, так и в виде солей и т.п. Минерализация пластовых вод может достигать 300 г/л и более. При движении индикатора по пласту происходит также сильное разбавление, значительное уменьшение исходной концентрации. За последнее время особую значимость приобрели вопросы экологического характера. Учитывая вышеперечисленное, идеальный индикатор должен удовлетворяет целому ряду требований-индикатор должен легко растворяться в наблюдаемой жидкости (либо давать соединения, растворимые в ней) и не растворяется в других жидкостях, насыщающих пласт;

- индикатор не должен сорбироваться горной породой и должен сохранять свои физико-химические свойства;

- индикатор не должен содержаться в пластовой жидкости;

- индикатор не должен нарушать естественного потока и следовать только со своим гидродинамическим носителем;

-индикатор должен с достаточной точностью фиксироваться в широком диапазоне его концентраций;

- индикатор должен быть безопасным для персонала, производящего измерения, не представлять угрозы загрязнению окружающей среды;

– индикатор должен быть дешевым, простым в обращении, доступным для широкого применения.

Основные трассирующие индикаторы, применяемые в настоящее время, радиоактивные изотопы, стабильные радикалы и другие химические вещества и красители.

Гидродинамическую связь по пласту между скважинами определяют путем закачки в пласт трассирующих радиоактивных индикаторов и регистрации поступления их в эксплуатационные скважины. Применяют два способа:

1) способ контрольных скважин предусматривает прослеживание переноса трассирующего радиоактивного индикатора естественным фильтрационным потоком, вызванным отбором флюида из эксплуатационных скважин. Радиоактивный индикатор закачивают в пласт, после чего скважину консервируют. Появление радиоактивного индикатора фиксируется в добываемой продукции или на забое (в случае γ – излучающего радиоактивного индикатора) контрольных скважин, эксплуатирующих тот же пласт;

2) способ мечения нагнетаемой воды предусматривает создание оторочки радиоактивного индикатора, проталкиваемой к эксплуатационным скважинам фронтом закачиваемых вод. Добываемую из скважин жидкость или газ исследуют на содержание трассирующего радиоактивного индикатора.

Наилучший трассирующий индикатор – тритий ^{3}H. Его недостаток – необходимость анализа проб в лабораторных условиях. При времени движения индикатора между скважинами менее 80 дней может быть использован изотоп йода ^{131}J (период полураспада 8,14 дня). Фиксация его прохода в скважину возможно против открытого или неперфорированного пласта методом повторного ГК.

Трассирующие радиоактивные индикаторы вводят в виде водных растворов (тритиевая вода, раствор KJ), добавляемых к закачиваемой в пласт воде. Кроме газообразного ^{3}H используется ^{85}K (период полураспада 10,6 года), являющийся β - излучателем. Измерение β - излучателей возможно на устье скважины. Возможны непрерывная регистрация (детектор устанавливается в потоке жидкости или газа, поступающего из скважины) и измерение активности периодически отбираемых проб. При этом используется обогащение пробы изотопом: выпаривание, когда индикатором является тритиевая вода. Содержание дейтерия определяется γ- n - методом с источником жестких γ - квантов ($\gamma \geq 2{,}2$ МэВ) - ^{56}Co, ^{24}Na.

При движении меченого флюида между скважинами происходит его разбавление и снижение активности на несколько порядков. Коэффициент разбавления находят эксперементальным путем. Время движения радиоактивного индикатора при одной эксплуатационной скважине определяют по формуле

$$t = \frac{\pi \cdot k_n \cdot h}{q} \cdot (l - r)^2, \qquad (6.1)$$

где k_n - средняя пористость пласта; h - его толщина; q - дебит эксплуатационной скважины; l - расстояние между эксплуатационной и нагнетательной скважинами; r - радиус отсрочки радиоактивного индикатора к моменту начала отбора из эксплуатационной скважины.

Оптимальную удельную радиоактивность вводимого в пласт флюида J находят с учетом предельно допустимой по технике безопасности удельной радиоактивности флюида, извлекаемого из скважины.

В последние годы показана возможность использования в качестве индикаторов движения нагнетаемой в пласт воды стабильных радикалов. Радикалом называется атом или группа атомов (молекула), обладающая свободным неспаренным электроном. Наличие неспаренного электрона в молекуле придает ей как высокую реакционную способность, так и специфические магнитные свойства. Это позволяет при создании соответствующих резонансных условий наблюдать переходы электрона с одного энергетического уровня на другой методом электронного парамагнитного резонанса (ЭПР). Чувствительность метода ЭПР при регистрации радикалов достигает 10^{-7}-10^{-9} моль/л или 10^{-5}-10^{-7} г/л.

Исследования свойств стабильных нитроксильных радикалов показали, что они отвечают практически всем требованиям, предъявляемым к индикаторам движения пластовой жидкости. Кроме того, существует возможность использования радикалов различной структуры. Вид исходной структуры радикалов определяет его свойства. Варьируя исходную структуру стабильных радикалов, можно получить индикаторы, растворимые только в воде, только в нефти или одновременно в нефти и воде. Применение на промыслах получили такие индикаторы, как флуоресцин и роданистый аммоний. Роданистый аммоний NH_4CNS не адсорбируется породами, стабилен в воде с любым pH, легко определяется в исследуемых пробах при минимальной концентрации 10 мг/л, а при выпаривании проб даже при исходной концентрации 0,1 мг/л. Хотя метод введения индикаторов в закачиваемую воду дает вполне определенные указания на путь поступления попутной воды к добывающим скважинам, однако он достаточно трудоемок, требует довольно значительных

количеств индикаторов и тщательного, систематического отбора и анализа проб попутной воды. Эти обстоятельства привели к тому, что метод введения индикаторов в закачиваемую воду не получил широкого применения в промышленных масштабах. Им следует пользоваться в случаях действительной необходимости, когда задача другими методами не решается.

Дополнительная информация, помогающая определить направление фильтрационных потоков в пластах, может быть в ряде случаев получена по данным фотоколориметрии нефти или определения содержания микрокомпонент в ней (методы описаны в разделе

Основой использования этих методов является достаточно надежное определение закономерностей распределения этих показателей по площади залежей и по их высоте. В случае, если такие закономерности установлены, контроль изменения показателей светопоглощения или содержания элементов-индикаторов позволяет судить о направлениях потоков в пласт и вырабатываемых участках залежей.

7. КОНТРОЛЬ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТОВ И СТЕПЕНИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СОВЕРШЕНСТВА СКВАЖИН

7.1. Технология проведения гидродинамических исследований на скважинах

7.1.1. Технология исследования скважин методом восстановления давления

Методом восстановления давления исследуются добывающие

скважины с забойным давлением, равным или выше давления насыщения нефти газом, и нагнетательные скважины. Возможно исследование добывающих скважин и при давлениях ниже давления насыщения (но не более чем на 15 %), если пластовое давление в районе скважины превышает давление насыщения.

В процессе исследования регистрируется забойное давление скважины при ее эксплуатации на установившемся режиме (не менее 30 мин) и изменение забойного давления после остановки скважины.

Период регистрации забойного давления после остановки скважины устанавливается опытным путем и обычно составляет от 2 до 10 ч.

Наиболее точные результаты исследования обеспечивает непосредственная регистрация давлений на забоях скважин с помощью глубинных абсолютных или дифференциальных манометров.

При исследовании добывающих скважин, имеющих избыточное буферное и затрубное давление, одновременно с регистрацией кривой восстановления давления (КВД) на забое регистрируются изменения буферного и затрубного давления с помощью самопишущих или показывающих приборов. Эта информация используется при обработке КВД с учетом дополнительного притока жидкости.

В скважинах, оборудованных штанговыми или электроцентробежными насосами, исследования методом восстановления давления может быть осуществлено путем прослеживания изменения динамического уровня в затрубном пространстве после остановки скважины (с помощью эхолота или уровнемера) в случае, если забойное давление скважины при работе ее на установившемся

режиме равно или выше давления насыщения.

Прослеживание осуществляется путем последовательной отбивки уровня во время работы скважины (2-3 замера), с целью определения начального положения динамического уровня, в дальнейшем, в процессе его восстановления сначала через короткие промежутки времени (1-2 мин), а в последующем - через интервалы 5-10 мин и более.

Перед остановкой скважины должны быть определены с возможно большей точностью дебит скважины и обводненность ее продукции.

Нагнетательные скважины могут быть исследованы методом восстановления давления по данным прослеживания устьевого давления при условиях, указанных в разделе 4.1.1. для замера забойного давления.

Если закачка осуществляется одновременно и через НКТ и через затрубное пространство, то для исследований ее специально переводят на некоторый период под закачку только через затрубное пространство. Величина этого периода определяется из условия стабилизации режима закачки (3-5 дней).

Расчет значений забойных давлений по устьевым осуществляется по гидростатической формуле (4,6.), при этом необходимо учитывать влияние изменения температуры жидкости в стволе скважины на ее плотность в процессе восстановления давления.

7.1.2. Технология исследования скважин методом установившихся отборов

Исследования методом установившихся отборов проводятся с целью контроля продуктивности скважин, изучения влияния режима работы скважины на ее продуктивность и оценки фильтра-

ционных характеристик пласта.

При исследовании необходимо на нескольких (не менее 3) режимах работы скважины замерить ее дебит и забойное давление, а также измерить пластовое давление в остановленной скважине.

Новые скважины и скважины, по которым проведены работы, связанные с изменением состояния призабойной зоны (кислотная обработка, гидроразрыв, дострел и т.п.), исследуются на 4-5 режимах.

Предварительно должна быть обеспечена установившаяся работа скважины на каждом режиме, при этом время стабилизации дебита и давления зависит от фильтрационных характеристик пласта и определяется из опыта эксплуатации скважин на данном объекте (обычно 2-5 суток).

Во время замера дебита на каждом режиме определяется газовый фактор (при фильтрации в пласте газированной жидкости) и отбираются поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводненность и содержание песка.

На основании данных исследования строится индикаторная диаграмма (зависимость дебит - депрессия на забое).

Если индикаторная зависимость имеет линейный характер, то исследования методом установившихся отборов проводятся в процессе контроля работы скважины на 3 режимах, если индикаторная зависимость имеет нелинейный характер, что может быть вызвано целым рядом причин (трещиноватый коллектор, наличие свободного газа в пласте, зависимость работающей толщины пласта от давления и др.), то - на 4-5 режимах.

Режим работы фонтанной скважины регулируется путем изме-

нения противодавления на устье (смены штуцеров).

Минимальный дебит устанавливают из условия непрерывного устойчивого фонтанирования скважины на данном режиме, а максимальный – из условия допустимого выноса песка или предельной пропускной способности нефтесборного коллектора.

Для скважин с высоким коэффициентом продуктивности, когда депрессии даже при больших отборах не превышают 0,3 МПа, с целью снижения погрешности измерения необходимо измерять пластовое и забойное давление на каждом режиме (за один спуск глубинного манометра).

При исследовании методом установившихся отборов газлифтных скважин смена режимов работы достигается изменением расхода рабочего агента или созданием различных противодавлений на устье.

Смена режима работы скважины, оборудованной СШН, достигается изменением длины хода полированного штока и изменением числа качаний балансира.

Режим работы скважины с электроцентробежным насосом регулируется изменением противодавления на устье.

7.1.3. Технология исследования взаимодействия скважин

Исследования взаимодействия скважин проводятся с целью количественных оценок фильтрационных характеристик пласта в районе возмущающей и реагирующей скважин или для качественного установления наличия или отсутствия гидродинамической связи между отдельными объектами (скважинами).

При исследованиях с целью определения фильтрационных параметров необходимо, чтобы динамические пластовые и забойные давления в зоне исследования были выше давления насыщения нефти газом. Для определения гидродинамической связи это условие не обязательно.

В практике используются два основных метода исследования интерференции скважин.

- при изменении дебита возмущающей скважины на постоянную величину (пуск, остановка, смена штуцера и др.);

- при периодическом изменении дебита возмущающей скважины (наиболее простым для практического использования способом периодического возбуждения является переменный пуск и остановка скважины через равные промежутки времени с одинаковыми дебитами или приемостостями в каждый рабочий полупериод).

Важным преимуществом исследования интерференции при периодическом изменении дебита возмущающей скважины является сравнительно небольшое влияние помех, вызванных нестационарностью работы окружающих скважин, на результаты определения фильтрационных характеристик пласта.

В качестве возмущающей скважины могут быть использованы действующие и простаивающие до пуска добывающие и нагнетательные скважины.

В качестве реагирующих скважин используют одну или несколько пьезометрических, простаивающих или специально останавливаемых скважин, расположенных в окрестности возмущающей скважины.

Для регистрации давления при исследовании интерференции используются глубинные дифференциальные и реже абсолютные

манометры высокой чувствительности. В остановленных или простаивающих нефтяных скважинах эти приборы устанавливаются на глубинах, где давление превышает давление насыщения. Желательно использовать глубинные приборы с дистанционной передачей показаний на поверхность, чтобы иметь возможность оперативно контролировать и своевременно прекращать процесс исследования. В нагнетательных и добывающих скважинах, имеющих избыточное статистическое давление на устьях, можно использовать поверхностные дифференциальные манометры (в добывающих скважинах- только в том случае, если в межтрубном пространстве и лифтовых трубах отсутствует свободный газ). В пьезометрических и простаивающих непереливающих скважинах , из которых извлечены лифтовые трубы, а статический уровень находится близко от поверхности, можно применять пьезографы (уровнемеры), регистрирующие изменения уровня.

Собственно исследование интерференции скважин проводится в следующей последовательности.

На регулирующих скважинах за несколько дней до начала исследования устанавливается регистрирующая аппаратура, которая прослеживает региональное изменение давления в районе исследуемых скважин (записывается "фон"). В это время необходимо строго поддерживать постоянство режима работы скважин, окружающих возмущающую и реагирующую скважины.

При изменении дебита возмущающей скважины на постоянную величину скважина останавливается или переводится на работу с другим, большим или меньшим постоянным дебитом. Если для создания импульса выбрана простаивающая скважина, ее пускают в эксплуатацию с максимально с максимально возможным дебитом,

который поддерживают на постоянном уровне в течение всего исследования.

При периодическом изменении дебита возмущающей скважины, работающей на установленном режиме с дебитом q_1, в момент начала исследования скачком изменяется дебит до значения которое поддерживается в течение времени до $t=\frac{T}{2}$, когда дебит изменяется скачком до значения q_1 и поддерживается до момента времени $t = T$. Затем цикл повторяется. Таким образом создается периодическое возмущение в скважине с периодом возмущения T. Для надежной интерпретации результатов необходимо осуществить 2-3 периода возмущения.

Продолжительность периода возмущения T и продолжительность исследования при изменении дебита возмущений скважины на постоянную величину выбираются в зависимости от фильтрационных характеристик пласта и чувствительности применяемой аппаратуры.

С момента создания импульса на возмущающей скважине, принимаемого за начало отсчета времени исследования, на регулирующей скважине контролируется изменение давления. Если за время, в три и более раз превышающее оценочное время исследования, не обнаружена реакция на возмущение, то это свидетельствует об отсутствии прямой гидродинамической связи между скважинами.

7.2. Обработка результатов гидродинамических исследований

7.2.1. Обработка результатов исследований методом восстановления давления

Обработка результатов исследований методом восстановления

давления без учета дополнительного притока жидкости (при скачкообразном изменении дебита скважины)

Обработка КВД данным методом может применяться в случаях, когда до момента изменения режима скважины (в часности, остановки) ее дебит оставался на протяжении периода, превышающего период регистрации КВД в 10 и более раз, и дополнительный приток жидкости в ствол скважины после изменения ее режима или остановки практически отсутствует (нагнетательные скважины, в которых в течение всего периода исследований весь ствол остается заполненным водой, добывающие скважины с высоким затрубным давлением и значительным объемом газа в затрубном пространстве).

Если указанные условия не соблюдаются, результаты обработки будут приближенными. Степень приближения можно установить путем их сравления с данными обработки, учитывающей как постоянство дебита скважины до момента начала регистрации КВД, так и дополнительный приток жидкости в ствол.

Обработка осуществляется в следующем порядке.

I. По данным промысловых исследований строится график зависимости изменения забойного давления ΔP от $\ell q\, t$ (рис.34)

$$\Delta P = P(t) - P_{заб},$$

где $P(t)$ – текущее забойное давление скважины, МПа;

t – время, отсчитываемое с момента остановки или изменения дебита скважины, с;

$P_{заб}$ – давление на забое скважины до ее остановки или изменения режима, МПа.

2. На полученном графике выделяется конечный прямолинейный участок и этот участок продолжается до пересечения с осью P (линия 2 на рис.34) и определяется отрезок А, отсекаемый этим продолжением на оси ΔP.

3. На оси абсцисс произвольно выбираются две точки $\lg t_1$ и $\lg t_2$, по графику (линия 2) определяются соответствующие значения ΔP_1 и ΔP_2 и рассчитывается уклон прямолинейного участка по формуле

$$i = \frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{\lg t_2 - \lg t_1} \qquad (7.2)$$

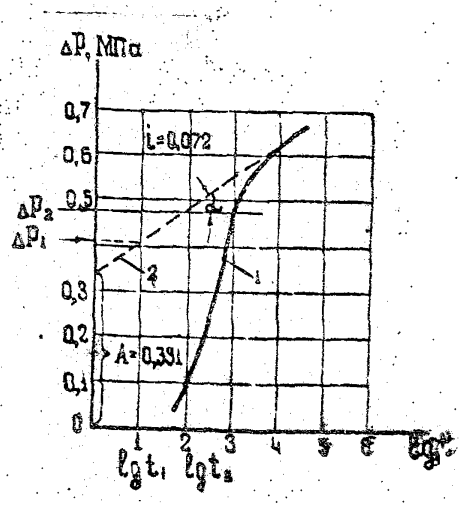


Рис.34 Пример обработки кривой восстановления давления без учета притока.

4. Определяется коэффициент гидропроводности пласта по формуле

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{0{,}216\, q}{l} \qquad (7.3)$$

где q – объемный дебит жидкости до остановки скважины в пластовых условиях, $м^3/сут$;

k – коэффициент проницаемости, $мкм^2$ (дарси);

h – эффективная (работающая) толщина пласта, определяемая по геофизическим данным и данным исследования профилей притока, см;,

μ – вязкость нефти в пластовых условиях, мПа · С

5. Определяется значение проницаемости пласта в зоне вокруг скважины из формулы 7.3,

$$k = \frac{\varepsilon \cdot \mu}{h}$$

Если скважина дает безводную продукцию, то полученное значение k соответствует начальной фазовой проницаемости пласта для нефти.

Если скважина дает обводненную продукцию, то разделять комплексный параметр ε с целью нахождения k нельзя.

6. определяется комплексный параметр B ,

$$B = \frac{\varkappa}{r_{пр}^2} = \frac{10^4}{2{,}25}, \qquad (7.4)$$

где $\varkappa$ – коэффициент пьезопроводимости, $см^2/с$;

$r_{пр}$ – приведенный радиус скважины, см.

7. Оценивается приближенное значение коэффициента пьезопроводности по формуле

$$\varkappa = \frac{\varepsilon}{h \cdot (k_п \cdot \beta_ж + \beta_c)}, \qquad (7.5)$$

где $k_п$ – коэффициент эффективной пористости пласта, оцениваемый по данным лабораторных исследований керна;

$\beta_ж$ и β_c – коэффициенты объемного упругого расширения соответственно пластовой жидкости и пористой среды, $\frac{1}{МПа}$ ($\beta_ж$ определяется по лабораторным данным, а β_c оценивается по корреляционной зависимости, представленной на рис.33 .)

Если пласт обводнился, то

$$\beta_ж = k_н \cdot \beta_н + (1 - k_н) \cdot \beta_в$$

где $\beta_н$ и $\beta_в$ – коэффициенты объемного упругого расширения соответственно нефти и воды в пластовых условиях,

$k_н$ – коэффициент текущей нефтенасыщенности пласта в районе скважины.

В безводный период эксплуатации можно принять $\beta_ж = \beta_н$

8. Определяется приведенный радиус скважины по формуле

$$r_{пр} = \sqrt{\varkappa / B} \qquad (7.6)$$

9. Определяется коэффициент продуктивности скважины $K_{\frac{м^3}{сут \cdot МПа}}$ в пластовых условиях .

$$K = \frac{2.315\,\varepsilon}{lg\,\varepsilon - lg\,r_{пр}} \qquad (7.7)$$

где ε – половина среднего расстояния между данной скважиной и ближайшими соседними, см.

10. Определяется коэффициент гидродинамического совершенства скважины η_c по формуле

$$\eta_c = \frac{lg\,\varepsilon / r_c}{lg\,\varepsilon / r_{пр}} \qquad (7.8)$$

где r_c – действительный радиус скважины (по долоту), см.

Пример. Результаты исследования скважины методом восстановления давления представлены [illegible].

Оценка динамики затухания притока жидкости в ствол скважины

Влияние продолжающегося притока жидкости из пласта в скважину (после ее закрытия на устье) на форму КВД может быть столь существенным, что неучет этого фактора при обработке КВД приводит к значительным ошибкам в получаемых результатах. В таких случаях дополнительный приток необходимо оценить с помощью прямых измерений или расчетным путем и использовать полученные данные для обработки КВД.

Прямое измерение продолжающегося притока в скважину после ее остановки возможно, если исследование методом восстановления давления проводится комплексным глубинным прибором, имеющем как дитчик давления, так и высокочувствительный датчик расхода.

Для фонтанных и газлифтных скважин кривые затухания накопленного и текущего притока могут быть получены расчетным путем по данным восстановления забойного и устьевых давлений.

Накопленный приток $V(t)$, см^3 на момент времени t после закрытия скважины на устье определяется из соотношения

$$V(t) = \frac{9810}{\gamma_{пл}} \cdot \left[F_к \cdot (\Delta P_з - \Delta P_к) + F_т \cdot (\Delta P_з - \Delta P_б)\right], \qquad (7.9)$$

где $\gamma_{пл}$ – средний удельный вес добываемой жидкости в пластовых условиях, т/м^3;

$F_к$ и $F_т$ – площадь поперечного сечения соответственно кольцевого межтрубного пространства и подъемных труб, см^2;

$\Delta P_з, \Delta P_б$ и $\Delta P_к$ – изменение давления соответственно на забое, буфере и в межтрубном пространстве скважины после ее остановки, МПа.

Дебит протока находится с помощью численного дифференцирования по формуле

$$q(t) = \frac{V(t_n) - V(t_{n-1})}{t_n - t_{n-1}} \qquad (7.10)$$

где $q(t)$ – текущий приток, см^3/сек; V – объем в см^3;

t – время в секундах.

Обработка результатов исследований с учетом дополнительного притока жидкости

Существует целый ряд гидродинамических методов, которые могут использовать при любом характере кривых затухания притока. Наиболее распространенными являются интегральный и дифференциальный методы И.А. Чарного и И.Д. Умрихина, интегральные методы Э.Б. Чекалюка и Г.И. Баренблатта и др., обобщенный дифференциальный метод Ю.А. Мясникова. Общим недостатком этих методов является относительная трудоемкость расчетов.

В настоящем руководстве предлагается упрощенный метод В.Н. Щелкачева – А.С. Кудина. Возможность применения упрощенного метода на конкретных объектах должна предварительно обосновываться путем сопоставления результатов обработки КВД

этим методом с результатами обработки одним из вышеперечисленных точных методов.

Исходными в методе являются данные об изменении забойного давления скважины (КВД) и затухающего притока во времени. Время t отсчитывается с момента остановки скважины для снятия КВД. Перепад ΔP определяется по КВД для каждого момента t.

Величина $q_n(t)$ – дебит притока в момент t – определяется по кривой затухания притока. Величина $q_{ср}$ также определяется по кривой затухания притока: она определяется как дебит притока в момент времени $\frac{t}{2}$.

1. Для каждого момента времени рассчитываются величины

$$Y = \frac{\Delta P}{q - q_n(t)} \cdot 10^3 \quad \text{и} \quad X = \ln t - 2\frac{q_{ср} - q_n(t)}{q - q_n(t)}, \qquad (7.11)$$

где q – дебит скважины в пластовых условиях до ее остановки, $см^3/с$.

ΔP – перепад давления, МПа.

2. Строится график зависимости $Y = f(X)$ и апроксимируется прямой линией (рис.36).

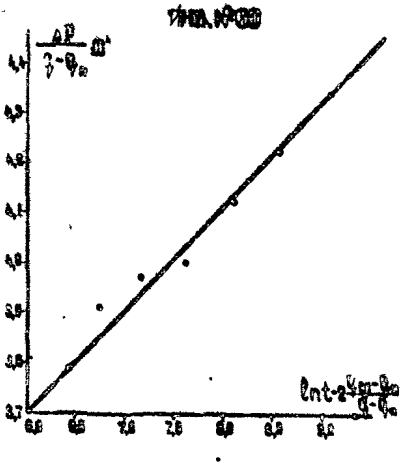


Рис. 35 Пример обработки кривой восстановления давления с учетом притока методом В.Н. Щелкачева – А.С. Кундина.

3. Определяются отрезок A, отсекаемый аппроксимирующей прямой на оси ординат, и уклон прямой по формуле

$$i = \frac{Y_2 - Y_1}{X_2 - X_1}, \qquad (7.12)$$

где X_1 и X_2 – произвольно выбираемые абсциссы графика, а Y_1 и Y_2 – соответствующие им значения ординат точек графика.

4. Определяются параметры ε и $\frac{\varkappa}{r^2_{пр}}$ по формулам

$$\varepsilon = -\frac{0{,}0081}{i} \quad \frac{мкм^2 \cdot см}{мПа \cdot с}, \qquad (7.13)$$

$$B = \frac{\varkappa}{r^2_{пр}} = \frac{10^{\frac{A}{2{,}25}}}{i} \quad \frac{1}{с} \qquad (7.14)$$

Дальнейшая обработка производится как указывалось выше.

Приближенный метод обработки КВД с учетом притока может быть использован для обработки кривых восстановления уровня в насосных скважинах.

В этом случае изменение давления ΔP выражается через изменение динамического уровня ΔH:

$$\Delta P = \frac{\Delta H \gamma}{98{,}1} \qquad \Delta H = H - H(t), \qquad (7.15)$$

где H и $H(t)$ – соответственно расстояния от устья скважины до статического и текущего положения уровня жидкости в межтрубном пространстве, м;

γ – средний удельный вес жидкости в межтрубном пространстве, т/м^3.

Текущие значения притока q (t) на различные моменты времени определяются в результате численного дифференцирования кривой накопления притока V (t) по формуле (7.10). Кривая накопления притока строится по данным о восстановлении уровня:

$$V(t) = \Delta H \cdot S_к , \qquad (7.16)$$

где $S_к$ – площадь поперечного сечения кольцевого межтрубного пространства, м.

При исследовании методом восстановления давления скважин, вскрывших трещиноватые или трещиновато-пористые коллектора, на характер КВД оказывают влияние размеры трещин, упругая деформация пласта и инерционные сопротивления. Методы интерпретации таких КВД, весьма сложные и трудоемкие, представлены в действующей инструкции по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин.

Использование результатов исследований скважин методом восстановления давления для качественных и количественных оценок неоднородности пластов.

В практике гидродинамических исследований часто встречаются случаи, когда кривые восстановления давления, построенные в полулогарифмических или преобразованных координатах, имеют два или более прямолинейных участка, что может объясняться влиянием зональной неоднородности пластов (наличием непроницаемых границ или границ резкого изменения фильтрационных характеристик пластов). Тогда по начальному участку

КВД определяются параметры пластов вблизи скважины, а по остальным участкам определяются геометрические свойства непроницаемых границ и границ зон с различными свойствами. Иногда по этим данным можно оценить фильтрационные параметры этих зон.

7.2.2. Обработка результатов исследований скважин методом установившихся отборов

Основные типы индикаторных диаграмм, встречающиеся в практике исследований, приведены на рис.36.

Чаще всего диаграммы имеют прямолинейную форму (1) и характеризуют линейный характер фильтрации в пласте и независимость фильтрационных характеристик пластов в призабойной зоне от давления или скорости фильтрации в диапазоне режимов эксплуатации, реализуемых при исследованиях.

Диаграмма типа 2 (прямолинейная в диапазоне забойных давлений $P_{заб}$ выше давления насыщения $P_{нас}$ и криволинейная с выпуклостью к оси дебитов в диапазоне $P_{заб} < P_{нас}$) характерна для фильтрации в пласте газированной жидкости.

Диаграммы типа 3 с выпуклостью к оси дебитов при $P_{заб} > P_{нас}$ указывают на наличие зависимости проницаемости коллектора от давления (трещиноватый пласт), или на нарушение ламинарности фильтрационного потока в пласте, или на совместное проявление этих факторов.

Диаграмма типа 4 указывает на проявление фактора нарушения ламинарности потока или деформации трещинных каналов лишь при достижении определенных критических величин, скорости

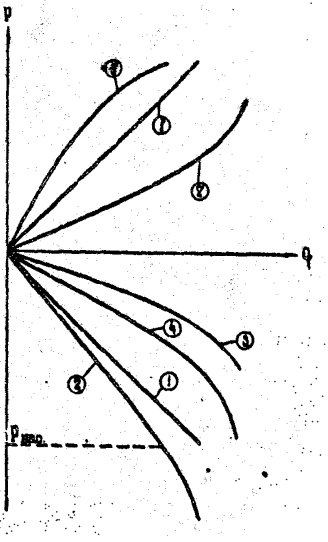


Рис.36

Характерные типы индикаторных диаграмм:

I,2,3,4 – для добывающих скважин,

I , 2 , 3 – для нагнетательных скважин.

фильтрации или забойного давления.

Проявление фактора деформации трещинных каналов при нагнетании в пласт рабочих агентов характеризуется диаграммой, имеющей форму 3', а указанием на нарушение линейного закона фильтрации в этом случае (при нагнетании) является наличие выпуклости на диаграмме, обращенной к оси дебитов.

Методика обработки индикаторных диаграмм выбирается в зависимости от их формы с учетом (при необходимости) имеющейся информации о характере коллекторов.

Обработка индикаторных диаграмм, имеющих прямолинейную форму (одно - и многопластовый объект)

В случае прямолинейной индикаторной диаграммы для однопластового объекта определяется коэффициент продуктивности скважины и может быть оценена гидропроводность пласта.

По данным исследования скважин на нескольких режимах строится индикаторная диаграмма (рис.37) в координатах дебит-забойное давление или дебит - депрессия

По диаграмме определяется коэффициент продуктивности.

$$K = \frac{q}{\Delta p} = tg\alpha, \qquad (7.17)$$

где $tg\alpha$ - угол, составляемый индикаторной линией с осью давления.

Гидропроводность пласта определяется по формуле

$$\varepsilon = \frac{K m (\ln 5 r_c + C_1 + C_2)}{2\pi}, \qquad (7.18)$$

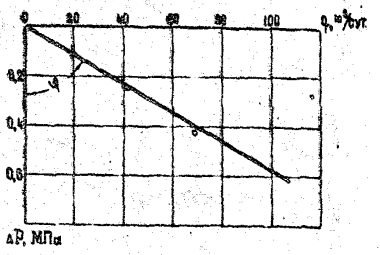


Рис. 37 Индикаторная диаграмма.

где σ' – половина среднего расстояния между данной скважиной и ближайшими соседними, см;

r_c – действительный радиус скважины, см;

K – коэффициент продуктивности $\frac{см^3 \cdot см^2}{сек \cdot кгс}$ в пластовых условиях;

C_1 и C_2 – поправки, учитывающие соответственно несовершенство скважины по степени и характеру вскрытия.

Поправки C_1 и C_2 определяются по специальным графикам в зависимости от диаметра скважины, доли вскрытой толщины пласта, плотности и типа перфорации, так как величины C_1, C_2 и σ' в формуле (7.18) могут быть приняты с очень большими погрешностями, то вычисление гидропроводности по данным исследования скважины методом установившихся отборов следует проводить только в тех случаях, когда отсутствуют результаты исследования методом восстановления давления.

Для получения фильтрационных параметров методом установившихся отборов на многопластовом объекте помимо измерений забойных давлений необходимо провести измерения дебитов каждого пласта глубинным дебитомером на нескольких установившихся режимах работы скважины. Пример результатов такого исследования приводится в виде графика (рис.38).

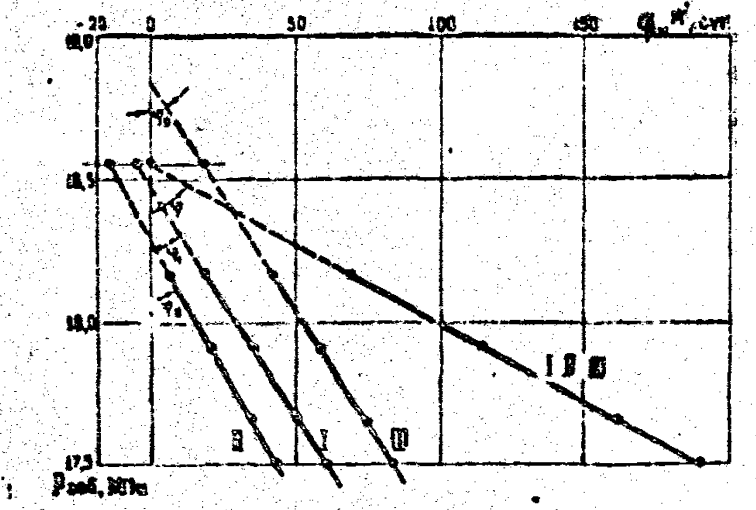


Рис. 38 Индикаторные диаграммы для трехпластового (I–III) объекта.

Экстраполируя каждую диаграмму до пересечения с осью ординат, можно найти пластовое давление каждого пласта. Суммарная индикаторная диаграмма пересекает ось ординат в точке $P_{пл}$. При таком давлении при суммарном поверхностном дебите скважины, равным нулю, в скважине может существовать переток. В данном примере приток из пласта III составляет 17 $м^3$/сут и равен суммарной приемистости пласта I (4 $м^3$/сут) и пласта II (13 $м^3$/сут).

Коэффициент продуктивности К для каждого пласта многослойного объекта равен тангенсу угла между индикаторной линией этого пласта и осью ординат. Так, в примере $K_I = tg\alpha_1 = 62{,}8$; $K_2 = tg\alpha_2 = 53{,}7$; $K_3 = tg\alpha_3 = 66{,}7$; $K_{сум} = tg\alpha = 182$.

Найдя значения продуктивностей, величины гидропроводности для каждого пласта можно рассчитать по формуле (7.18). Величина поправок C_I и C_2 для каждого пласта определяется отдельно.

Совместная обработка индикаторных диаграмм и кривых восстановления давления

Совместная обработка индикаторных диаграмм и КВД дает возможность определить коэффициент гидродинамического совершенства скважины и сделать оценку приведенного радиуса скважины и пьезопроводности пласта только по результатам гидродинамических исследований (без использования данных, полученных другими методами).

По исследованиям методом КВД известны коэффициент гидропроводности пласта ε и параметр B, по индикаторной диаграмме известен коэффициент продуктивности скважины K.

Поскольку для большинства случаев индикаторная линия прямолинейна, то коэффициент продуктивности может быть определен по одной точке:

$$K = \frac{q}{P_{пл} - P_{заб}}$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, определяемое при восстановлении давления, МПа.

Коэффициент гидродинамического совершенства определяется по формуле

$$\gamma_c = \frac{K}{2{,}315\,\varepsilon} \cdot \lg \frac{\sigma}{r_c}. \qquad (7.19)$$

Приведенный радиус скважины оценивается по формуле

$$r_{пр} = \frac{\sigma}{10^{\frac{2{,}315\,\varepsilon}{K}}} \qquad (7.20)$$

Значение пьезопроводности оценивается по зависимости:

$$\varkappa = B \cdot r_{пр}^2. \qquad (7.21)$$

Обработка индикаторных кривых, имеющих криволинейную форму

Искривление индикаторных диаграмм объясняется чаще всего наличием в пласте свободного газа, упругими деформациями трещиноватого коллектора и влиянием инерционных сопротивлений.

Имеются в виду индикаторные диаграммы "установившихся состояний", так как даже при линейном законе фильтрации в в случае недостаточной выдержки скважины на каждом режиме индикаторная диаграмма может быть искривлена.

Индикаторные диаграммы, полученные при фильтрации в пласте газированной жидкости, могут быть обработаны с целью нахождения коэффициента продуктивности данной скважины по однофазной жидкости. Методика интерпретации, требующая привлечения данных об относительных проницаемостях для нефти и газа, изложена в инструкции по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин.

Возникновение инерционных сил в трещиноватых коллекторах возможно крайне редко, только при очень высоких расходах жидкости. Методика интерпретации индикаторных диаграмм как с учетом инерционных сопротивлений, так и с учетом деформации трещин изложена также в упомянутой выше инструкции по исследованию скважин.

В большинстве случаев особенность фильтрации в трещиноватых коллекторах связана только с деформацией трещин под действием давления. Зависимость коэффициента продуктивности от давления подчиняется закону:

$$K = K_0 \cdot e^{a \cdot \Delta P} \qquad (7.22)$$

где K_0 – начальный коэффициент продуктивности, соответствующий минимальному перепаду давления, при котором возможна фильтрация, $\frac{м^3}{сут \cdot МПа}$;

α – коэффициент деформации трещин, $\frac{1}{МПа}$;

$\Delta P = P_{пл} - P_{заб}$ – перепад давлений на забое скважины, МПа.

Типичная индикаторная диаграмма для скважины, эксплуатирующей трещиноватый коллектор, показана на рис.39.

Для обработки индикаторной диаграммы необходимо вычислить значение площадей F_1 и F_2 соответствующих каждой экспериментальной точке диаграммы (площади АОЬ и АСОЬ на рис.39 для точки 2 индикаторной линии).

Отношение этих площадей x *зависит от одной безразмерной величины* $\alpha \cdot \Delta P$.

$$\frac{F_1}{F_2} = x = \frac{1}{1 - e^{-\alpha \cdot \Delta P}} = \frac{1}{\alpha \cdot \Delta P} \qquad (7.23)$$

Правая часть уравнения (7.23) затабулирована (табл.7.6), а левая часть находится из индикаторной кривой. Определив по опытным данным величину x , из табл 7.6 находят безразмерную величину $\alpha \cdot \Delta P$, по которой определяют коэффициент деформации α .

Для различных точек кривой рассчитывают $\Delta \Phi$ по формуле

$$\Delta \Phi = \frac{1 - e^{-\alpha \Delta P}}{\alpha} \qquad (7.24)$$

и находят начальный коэффициент продуктивности

$$K_0 = \frac{q_1}{\Delta \Phi_1} \qquad (7.25)$$

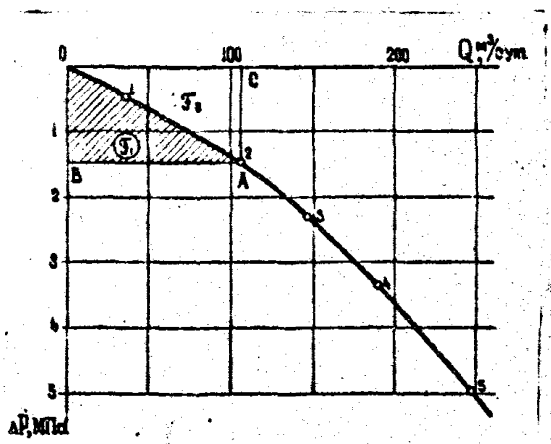


Рис.39 Индикаторная диаграмма скважины эксплатирующей трещиноватый коллектор

Результаты определения K_0 и α по нескольким точкам осредняют.

Таблица 7.I

Табулированная функция коэффициента деформации

$\alpha\cdot\Delta P$	x_1	x_2	$\alpha\cdot\Delta P$	x_1	x_2	$\alpha\cdot\Delta P$	x_1	x_2
0,I	0,5I	0,49	I,4	0,6I	0,39	2,8	0,7I	0,29
0,2	0,52	0,48	I,6	0,63	0,37	3,0	0,72	0,28
0,4	0,58	0,47	I,8	0,64	0,36	3,2	0,73	0,27
0,6	0,55	0,45	2,0	0,65	0,34	3,4	0,74	0,26
0,8	0,56	0,43	2,2	0,67	0,33	3,6	3,75	0,25
I,0	0,58	0,40	2,6	0,68	0,32	3,8	0,76	0,24
I,2	0,6	0,40	2,6	0,7	0,30	4,0	0,77	0,23

Примечание: x_1 – относится к добывающим скважинам;
x_2 – к нагнетательным.

7.2.3. Обработка результатов исследования взаимодействия скважин.

Обработка результатов при изменении дебита возмущающей скважины на постоянную величину

Результаты измерения давления в реагирующей скважине представляются в виде графика исследования взаимодействия скважин, построенного по форме, показанной на рис. 40.

Линия ВА на графике("фон") строится как продолжение линия АВ – фактического графика изменения давления в реагирующей скважине до начала исследования.

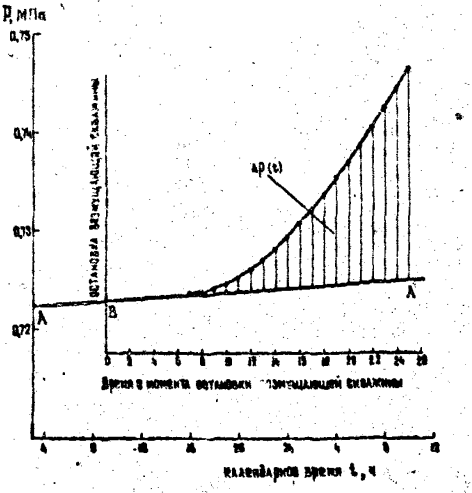


Рис. 40

Изменение давления в реагирующей скважине при скачкообразном изменении дебита возмущающей скважины.

Время t при дальнейшей обработке отсчитывается с момента изменения режима работы возмущающей скважины (точка В).

Изменение давления $\Delta P(t)$ в момент времени t отсчитывается от фактической кривой давления до "фона"(АА).

Обработка результатов измерений проводится по интегральному методу С.Н.Бузинова и И.Д. Умрихина.

I. Кривая изменения давления в реагирующей скважине разбивается на равные интервалы времени Δt , причем шаг разбивки должен удовлетворять соотношению

$$t_{нр} \geq 2\Delta t$$

где $t_{нр}$ – время начала реагирования, определенное по графику исследования (см.рис. 4.0).

2. Для каждой точки кривой реагирования с координатами $P(t_n)$ и t_n , полученными после разбивки, вычисляется функция $\psi(t)$ по формуле

$$\psi(t) = 4{,}9\sum_{n=1}^{n}\left[\Delta P(t_n) - \Delta P(t_{n-1})\right]:\left(\frac{1}{t_n}+\frac{1}{t_{n-1}}\right). \qquad (7.26)$$

где $\Delta P(t)$ – изменение давления, МПа;

t – время с момента начала исследования, С.

3. Строится график в координатах $\frac{1}{t_n} - \ln\psi(t)$ и аппроксимируется прямой линией (рис.41).

4. По наклону прямой линии к оси абсцисс $tg\,\alpha$ определяется пьезопроводность пласта в зоне между скважинами

$$\varkappa = -\frac{R^2}{4\,tg\alpha} \qquad (7.27)$$

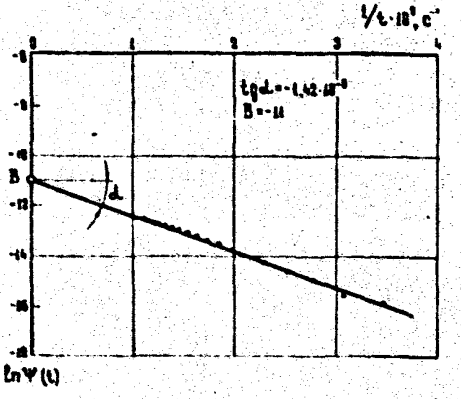


Рис. 41

Пример обработки результатов исследования взаимодействия скважин при скачкообразном изменении дебита возмущающей скважины.

где R – расстояние между исследуемыми скважинами, см.

5. По наклону прямой линии к оси абсцисс и отрезку, и отрезку, отсекаемому этой линией на оси ординат B , определяется гидропроводность пласта в зоне между скважинами.

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{\Delta q}{4\pi \cdot tg\alpha \cdot e^{B}} \qquad (7.28)$$

где ΔQ – изменение дебита возмущающей скважины, $см^3/с$.

Обработка результатов исследований при периодическом скачкообразном изменении дебита возмущающей скважины

Результаты измерения давления в реагирующей скважине представляются в виде графической зависимости (рис. 42).

Давление в реагирующей скважине изменяется по гармоническому закону; каждому импульсу дебита возмущающей скважины соответствует импульс давления – максимум или минимум на кривой изменения давления.

Момент первого изменения дебита возмущающей скважины, работающей на постоянном режиме, принимается за начало отсчета времени исследования t .

Через два-три импульса с момента начала исследования период колебания давления становится равным периоду изменения дебита T. По величине сдвига фаз α между гармониками дебита и давления и по значениям импульсов давления $\Delta P(\alpha)$ рассчитываются фильтрационные характеристики пласта.

Величины $\Delta P(\alpha)$ измеряются на графике от точек максимума и минимума на кривой давления до линии AA' – "фона" давления, характеризующего поведение давления в реагирующей

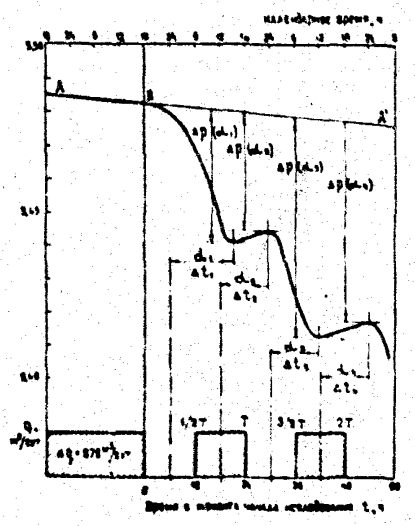


Рис. 42 Изменение давления в реагирующей скважине при периодическом изменении дебита возмущающей скважины .

скважине до изменения режима работы возмущающей скважины.

Фильтрационные характеристики пласта в зоне между исследуемыми скважинами определяются для экстремальных точек по методике С.Н.Бузинова и И.Д. Умрихина.

$$\varkappa = \frac{\pi R^2}{T(\alpha_i - \frac{\pi}{8})^2} \qquad (7.29)$$

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{1}{9.81\Delta P(\alpha_i)}\left[-\frac{\Delta q}{8\pi}E_i\left(-\frac{R^2}{4\varkappa t_i}\right) \pm \frac{\Delta q}{\pi}\sqrt{\frac{\pi\cdot\varkappa T}{8R^3}}\cdot e^{-R\sqrt{\frac{\pi}{\varkappa T}}}\right] \qquad (7.30)$$

где $\Delta P(\alpha_i)$ – импульс давления, МПа;

α_i – сдвиг фаз, радиан;

Δq – величина периодического изменения дебита возмущающей скважины, $см^3/с$;

t_i – время с момента начала исследования, с;

T – период изменения дебита возмущающей скважины, с;

R – расстояние между исследуемыми скважинами, см;

E_i – функция, значения которой определяются по таблице.

В формуле (7.30) знак "плюс" соответствует значениям минимумов давлений на кривой регистрирования, т.е. точкам $\Delta P(\alpha_1)$ и $\Delta P(\alpha_3)$ на рис.42, а знак "минус" – значениям максимумов давления, т.е. точкам $\Delta P(\alpha_2)$ и $\Delta P(\alpha_4)$.

Сдвиг фаз определяется по формуле

$$\alpha_i = 2\pi\cdot\frac{\Delta t_i}{T} \qquad (7.31)$$

где Δt_i – время, отсчитываемое от экстремальной точки на кривой давления до середины соответствую-

Таблица 7.2

x	$-E_1(-x)$	x	$-E_1(-x)$	x	$-E_1(-x)$
28	0,9573	78	0,322I	8	0,004820
29	0,9309	79	3I63	9	004267
0,30	+ 0,9057	0,80	3I06	4,0	003779
3I	0,88I5	8I	305C	I	003349
32	0,8583	82	2996	2	002969
33	0,836I	83	2943	3	002633
34	0,8I47	84	289I	4	002336
0,35	+ 0,7942	0,85	2843	4,5	002073
36	0,7745	86	2790	6	00I84I
37	0,7554	87	2742	7	00I635
38	0,737I	88	2694	8	00I453
39	0,7I94	89	2647	9	00I29I
0,40	+ 0,7024	0,90	2602	5,0	00II48
4I	0,6859	9I	2557	6	360I (-3)
42	0,6700	92	25I3	7	II55 (-3)
43	0,6546	93	2470	8	3767 (-4)
44	0,6397	94	2429	9	I245 (-4)
0,45	+ 0,6253	0,95	2387	I0	4I57 (-5)
46	0,6II4	96	2347	II	I400 (-5)
47	0,5979	97	2308	I2	475I (-6)
48	0,5848	98	2269	I3	I622 (-6)
49	0,572I	99	223I	I4	5566 (-7)
0,50	+ 0,5598	I,00	2I94	I5	I9I8 (-7)

щего импульса дебита, с.

Для определения фильтрационных характеристик пласта по формулам (7.29) и (7.30) следует использовать третий и последующие импульсы давления $\Delta P(t)$, так как результаты расчетов для более ранних моментов времени могут искажаться влиянием начальных условий. Полученные значения δ и $\varkappa$ осреднят.

8. КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Для исследования технического состояния скважин применяются преимущественно геофизические методы исследований, позволяющие решать следующие задачи:

- определение качества цементирования колонн;
- определение негерметичности обсадных колонн и наличия перетоков жидкости между пластами;
- определение толщины стенок обсадных колонн и дефектов в трубах;
- определение в скважине местоположения элементов оборудования и забоя скважины;
- отбивка уровней раздела между фазами в стволе скважины и другие работы, связанные с контролем режимов технологического оборудования.

Для контроля качества цементирования нефтяных и газовых скважин применяют следующие геофизические методы: акустический; рассеянного гамма-излучения; термометрию; активации цементного раствора радиоактивными изотопами.

Перечисленные геофизические методы позволяют оценить распределение цементного раствора, состояние цементного камня и герметичность изоляции пластов по косвенным признакам: по изменению плотности вещества, находящегося в затрубном пространстве; по характеру механического контакта цементного камня с колонной и стенками скважины; по температурным аномалиям,

связанными с процессом формирования цементного камня.

Типичными дефектами цементирования являются сообщающиеся между собой трещины и каверны в цементном камне; каналы и разрывы сплошности цементного камня; некачественность цементного камня (высокая проницаемость); зазоры между цементным кольцом, поверхностью колонны и стенками скважины.

Наиболее достоверные представления о герметичности цементного кольца можно получить при использовании всего комплекса геофизических исследований с учетом гидродинамических свойств изолируемых горизонтов и технологических особенностей процессов формирования цементного камня.

Для контроля качества цементирования используется следующая аппаратура:

- для акустического контроля - АКЦ-I, АКЦ-4, используемые часто в комплексе с наземными устройствами регистрации фазокорреляционных диаграмм (ИФКД, ВФК);

- для радиометрического контроля - ЦМТУ-I, ЦМ8-I0, СГДТ-2;

- для термометрического контроля - любые скважинные термометры;

-для контроля при использовании метода радиоактивных изотопов - аппаратура радиоактивного каротажа.

Место нарушения герметичности обсадной колонны устанавливается по результатам скважинных исследований с помощью резистивиметров, электротермометров, расходомеров, или по данным метода радиоактивных изотопов (раздел 2.2).

Дистанционный контроль технического состояния обсадной колонны и ее оснастки осуществляется посредством проведения

скважинных исследований приборами различных типов. При этом изучаются показатели, отражающие технологические характеристики обсадной колонны, основными среди которых являются: толщина стенок труб; внутренний диаметр труб; форма поперечного сечения труб; местоположения по глубине муфтовых соединений труб, различных элементов заколонной технологической оснастки и интервалов перфорации. Кроме того, выявляются и изучаются дефекты обсадной колонны, связанные с механическим и коррозионным износом труб и прострелочно-взрывными работами в скважине (неверные интервалы перфорации, прорывы, трещины и т.п.).

Для контроля состояния обсадных колонн применяются гамма-толщиномеры, дефектомеры, профилемеры (УИВДТ, ЭПОК-I, САТ, СГДТ и др.).

При контроле технического состояния обсадных колонн наибольшее распространение получили измерения, выполняемые скважинными гамма-толщиномерами (аппаратура СГДТ-2).

Гамма-гамма-толщинометрия является модификацией гамма-гамма-каротажа и служит для решения следующих задач, возникших при контроле качества обсадных колонн:

- паспортизации обсадных колонн;
- измерении толщины стенок труб обсадных колонн;
- определения местоположения соединительных муфт, заколонных центрирующих фонарей и специальных пакеров;
- определения дефектов в трубах обсадных колонн.

Измерения с гамма-толщиномером проводят в остановленной скважине после извлечения из нее технологического оборудования. Запись толщинограмм производят при подъеме прибора. Скорость перемещения прибора прибора при записи диаграмм в масштабе

I:200 - 400 м/ч и I:500 - 600 м/ч.

В качестве примера на рис.43 приведены результаты интерпретации толщинограмм по двум скважинам. Участки, на которых наблюдается уменьшение толщины обсадных труб до 6-7 мм, четко выделяются на диаграммах, записанных прибором СГДТ-2.

Новые возможности при контроле технического состояния скважины связаны с внедрением скважинного акустического телевизора (САТ), позволяющего получать с экрана кинескопа развертку изображения стенки скважины, заполненной промывочной жидкостью.

Метод акустического видеокаротажа основан на регистрации отраженных от границы раздела сред акустических ультразвуковых волн. Исследования обсаженного ствола позволяют получать следующие данные технического состояния обсадных колонн:

- местоположение перфорационных отверстий, место и характер нарушений обсадных труб - обрывы, вырывы, коррозионные нарушения и др.;

- количество перфорационных отверстий при "чистой" (некорродированной) поверхности обсадных труб и невысокой плотности перфорации;

- определять размеры дефектов труб.

Результаты обследования интервалов перфорации внутри колонн приведены на рис.44.

При исследовании скважин с целью определения положения элементов оборудования и забоя скважины определяют глубину установки пакерующих устройств, центрирующих фонарей, глубину спуска насоса, НКТ, точное положение забоя скважины.

Контроль за установкой глубинного оборудования осуществляется с помощью радиометрических исследований нейтронными

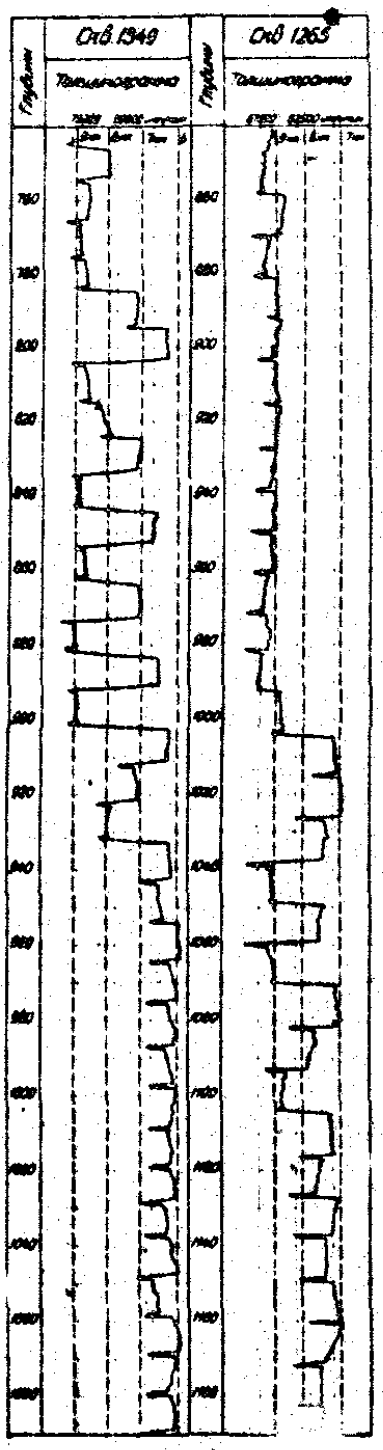


Рис.43 Примеры интерпретации толщинограмм, зарегестрированных прибором СГДТ-2.

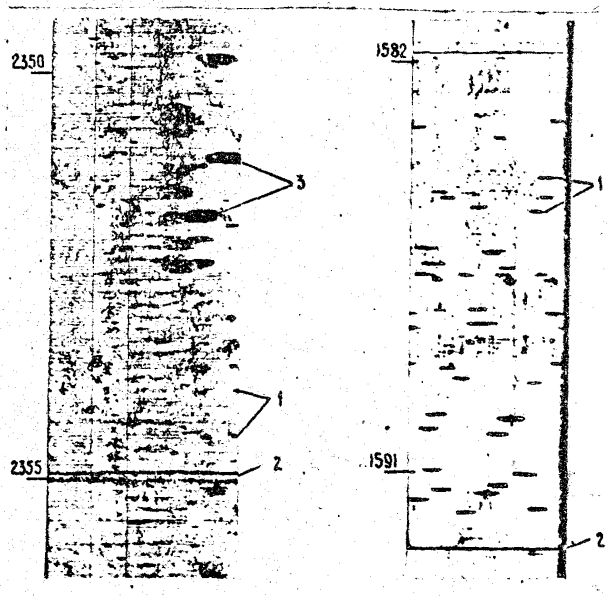


Рис. 44. Исследование колонны скважины телевизором: I – перфорационные отверстия; 2 – муфтовые соединения; 3– воронкообразные вмятины.

методами (НГМ, ННМ) или гамма-гамма методом.

Глубина спуска НКТ, насоса, положение цементирующих и пакерующих устройств выделяется по резкому уменьшению регистрируемой интенсивности на диаграммах применяемых методов из-за влияния металлоконструкций на их показания.

Для определения глубины нахождения искусственного забоя применяется локатор муфт.

При этом производится контрольная запись прибором, включающим отбивку забоя и 2 – 3 муфтовых соединений. Отрыв от забоя отмечается началом колебаний блика гальванометра.

Глубину спуска НКТ в ряде случаев позволяет определить термокондуктивный расходомер.

Для исследования скважины с целью выбора оптимального режима работы технологического оборудования проводится изучение структуры газонефтяной смеси и распределение давления по глубине в межтрубном пространстве.

Определяется положение динамических и статических (в остановленной скважине) уровней, положение газонефтяного раздела, жидкостных пробок, участков пенообразования, интенсивного отложения парафина. Эти данные определяют высоту подвески насоса, выбор типа насоса в зависимости от его производительности, мероприятия по очистке кольцевого пространства.

При эксплуатации скважины погружными центробежными электронасосами исследование структуры смеси в межтрубном пространстве проводятся с помощью радиометрических методов исследований через НКТ малогабаритной аппаратурой (НГМ, ННМ, ГГМ).

Обычно исследование скважины включает последовательную регистрацию 3 - 4 диаграмм, по которым четко прослеживается перемещение уровня жидкости во времени.

Наиболее широко применяется метод регистрации рассеянного гамма-излучения, позволяющий более детально изучать состав среды в межтрубном пространстве.

В скважинах, эксплуатирующихся скважинными глубинными насосами, изучение структуры смеси в межтрубном пространстве проводится путем спуска прибора непосредственно в межтрубное пространство. Для этих целей применяются беспакерные гамма-плотномеры.

Пример применения плотномера для решения задачи выбора наиболее рационального режима работы применяемого оборудования приведен на рис 45. Скважина эксплуатируется насосом типа НГН-2-43, глубина подвески его 1065 м. Дебит скважины $3 м^3$/сут, обводненность 30 %, удельный вес воды $1,07$ г/$см^3$. Замеры плотномером показали, что ствол скважины до глубины 1106 м заполняет жидкость плотностью $\rho = 1,0 + 0,914$ г/$см^3$; выше глубины 1106 - жидкость плотностью $\rho = 0,63 + 0,71$ г/$см^3$.

Измерения проведены трижды (диаграммы 1, 2 и 3). Динамический уровень меняется во времени в интервале 1058 - 1017 м. Анализ полученных диаграмм позволяет сделать вывод, что низкий дебит скважины обусловлен малой глубиной спуска насоса. Прием насоса (1065 м) находится в нефтегазовой пене, уровень которой всего на 5 - 7 м выше приема насоса (замер 1).

После допуска насоса на глубину 1298 м и хвостовика дебит скважины увеличился до 15 $м^3$/сут.

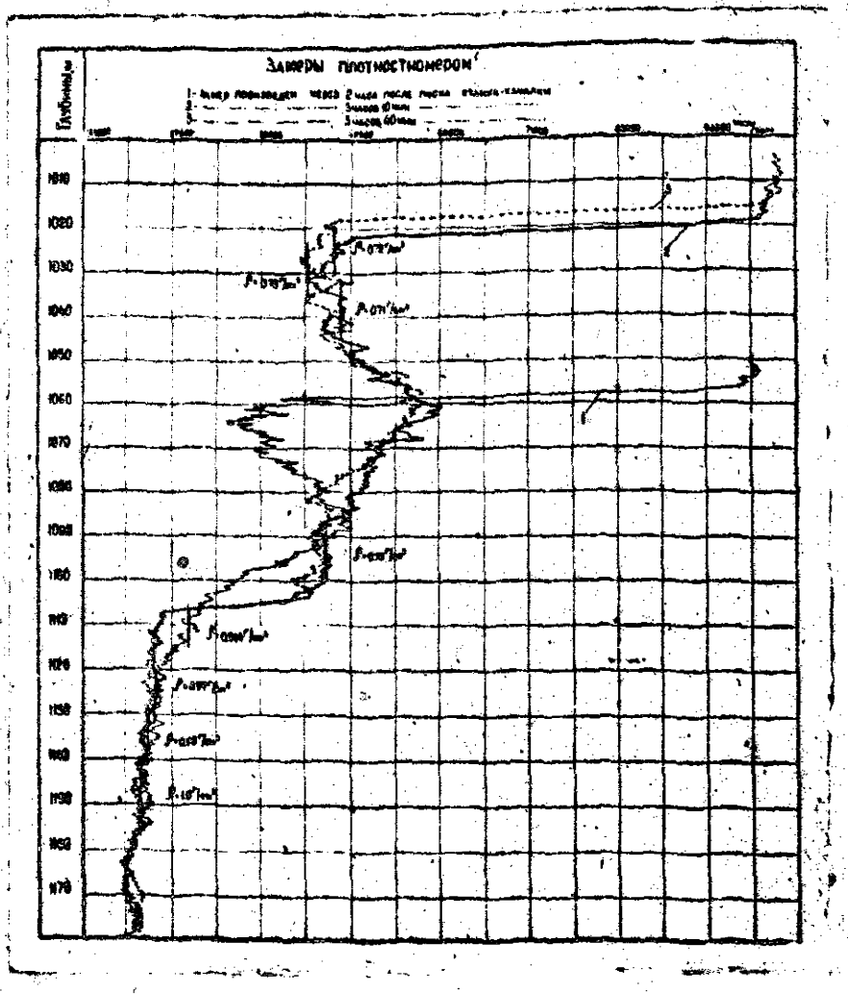


Рис. 45. Определение состава смеси плотномером в межтрубном пространстве (скв. I6[illegible], Туймазы).

I – первый замер; 2 – второй замер; 3 – третий замер.

В процессе эксплуатации скважин наблюдается отложение парафина в межтрубном пространстве, особенно, в механизированных скважинах. Наиболее мощные отложения парафина образуются в интервале, соответствующем положению динамического уровня.

Измерение толщины парафиновых отложений позволяет осуществлять контроль за накоплением парафина и определять оптимальные периоды депарафинизации.

Для определения мест отложения парафина используются нейтронные методы (ННМ - НТ и НГК). Прибор опускается в межтрубное пространство, и проводятся измерения при заполненном жидкостью межтрубном пространстве и при снижении уровня жидкости в нем. Толщина парафиновых отложений определяется с помощью градуировочного графика с точностью до I мм.

В добывающих скважинах в процессе работы наблюдается накопление осадка в призабойной зоне. Иногда этот осадок перекрывает и часть перфорированных интервалов пласта, отключая их из работы.

Проведение профилактических мероприятий по промывке призабойной зоны скважин позволяет вовлечь в эксплуатацию дополнительные интервалы пластов.

Наличие осадка и его границу можно определить по данным исследования плотномером либо другим датчиком состава. Применение плотномера предпочтительней, так как он позволяет количественно оценить плотность жидкости, заполняющей ствол скважины.

Пример по скв. 473 Юсуповской площади приведен на рис.46. Дебит скважины 10 м^3/сут безводной нефти. Перфорированы пласты песчаников в интервалах 1234 - 1236,8; 1248,6 - 1250,2; 1257,4 - 1258,4; 1261,6 - 1264,4; исследования плотномером показали, что два нижних интервала перекрыты осадком и не участвуют в работе. Последующая промывка забоя скважины позволила увеличить ее дебит при том же технологическом режиме работы оборудования до 20 м^3/сут безводной нефти, т.е. дебит скважины возрос в 2 раза.

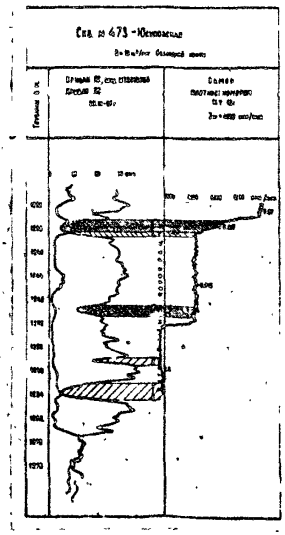


Рис. 46 . Определение плотномером состояния забоя в насосной скважине.

9. КОНТРОЛЬ ЗА ИЗМЕНЕНИЕМ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ДОБЫВАЕМЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗА В ПЛАСТОВЫХ И ПОВЕРХНОСТНЫХ УСЛОВИЯХ

В процессе разработки нефтяных месторождений в результате изменения пластовых давлений, температур и внедрения в залежи вытесняющих агентов, отличающихся от пластовых по физико-химическим свойствам, нарушается термодинамическое равновесие пластовой системы. Эти изменения отражаются на свойствах добываемой нефти, газа и попутной воды: изменяется газонасыщенность нефти, состав газов, растворенных в нефти и воде, химический состав попутной воды, и иногда приводят к выпадению солей и парафина в пластах, призабойной зоне и скважине, к бактериологическому заражению залежи, к повышенной коррозии труб и оборудования. В связи с этим контроль за изменением свойств пластовых флюидов является важной составной частью контроля разработки месторождений.

9.I. Отбор проб и лабораторный анализ пластовой нефти

Объект исследования пластовой нефти - этот ее образец - глубинная проба или специально приготовленная рекомбенированная проба. Глубинные пробы отбирают с помощью специальных пробоотборников в непосредственной близости от зоны притока нефти. Рекомбинированная проба приготавливается из образцов нефти и газа, отобранных на устье скважины или в сепарационных установках, и по своим свойствам должны максимально приближаться к пластовой нефти.

Для отбора образцов пластовой нефти применяют поршневые (ПНП-300,ПНП-500), проточные (ПД-3М,ПГ-1000) и смешанный тип (ПНП-5) глубинных пробоотборников.

Предпочтительными являются поршневые пробоотборники, опускаемые в скважину с закрытым клапаном, который открывается после того, как прибор достигает заданной глубины.

Пробы, предназначенные для дальней перевозки и длительного хранения, помещают в контейнеры. Существуют непроточные контейнеры (поршневые) и проточные (непоршневые).

Непроточные контейнеры снабжены разделительным поршнем, препятствующем контакту образца с рабочей жидкостью. Проточные контейнеры не имеют поршня, образец находится в контакте с рабочей жидкостью.

Образец пластовой нефти перед поступлением в контейнер должен находиться в однофазном состоянии; выделившийся газ и твердая фаза должны быть растворены в нефти. Растворение газа достигается повышением давления образца и его перемешиванием. Признаком однофазного состояния является стабильность давления при перемешивании. Растворение твердой фазы достигается термостатированием образца при температуре выше температуры плавления тугоплавких парафинов, перемешиванием и повышением давления.

Существует два вида исследования пластовой нефти - комплексное и некомплексное. Комплексное исследование предусматривает проведение измерений в определенном порядке на установка, объединяющей ряд приборов. Некомплексное исследование осуществляется с помощью ряда автономных приборов;

порядок измерений при этом произвольный.

Наибольшее распространение получило комплексное исследование, для которого существует два типа аппаратуры:с жидким заполнителем и без жидкого заполнителя. В аппаратуре с жидким заполнителем технология исследования основана на использовании контактирующей с нефтью рабочей жидкости, инертной к ней (ртуть или жидкометаллические сплавы). В аппаратуре без жидкого заполнителя технология исследования исключает применение контактирующей с нефтью рабочей жидкости.

Во всех условиях основным элементом конструкции является сосуд PVT в который помещают образец пластовой нефти, предназначенный для исследования, и моделирует термобарические условия пласта.

В результате PVT анализа пластовой нефти определяются такие характеристики пластовой нефти, как давление насыщения и коэффициент объемной упругости (сжимаемости).

Вязкость пластовой нефти замеряется с помощью вискозиметра высокого давления.

При разгазировании образца пластовой нефти определяют газосодержание (газовый фактор), объемный коэффициент, плотность нефти в пластовых и поверхностных условиях, плотность газа.

В ряде случаев проводят специальные исследования, например, определяют температуру начала выпадения парафина.

9.2. Технология отбора глубинных проб пластовой нефти

Техника и технология отбора глубинных проб достаточно

изучены, однако некоторые вопросы технологии нуждаются в особом рассмотрении. Это относится к приемам получения представительных проб нефти, если к скважине притекает двухфазный газонефтяной поток. Кроме того, трудности вызывает отбор проб нефти в скважинах, эксплуатирующих одновременно ряд пластов, содержащих различные по физико-химическим показателям нефти.

Оценка времени подхода к скважине представительной нефти. В однородном пласте вокруг скважины, работающей с забойным давлением P_3 ниже давления насыщения P_S (при условии, что давление на контуре питания P_K продолжает оставаться выше давления), образуются две депрессионные области: I) область двухфазного состояния нефти с перепадом давления $P_K - P_3$ и 2) область однофазного состояния нефти с перепадом давления $P_K - P_S$.

Если повысить забойное давление до величины, большей P_S, и извлечь из пласта весь объем двухфазной нефти, ограниченной изобарой P_S, то к скважине подойдет представительная нефть.

Необходимое для этого время определяется соотношением

$$T = \frac{\pi \cdot h \cdot K_п \cdot \sigma^2 \cdot \rho_н}{q} \cdot \ell^{-4\pi \frac{P_K - P_S}{q_o} \cdot 10}, \qquad (9.1.)$$

где T – искомое время, сут;

h – эффективная толщина пласта, м;

$K_п$ – пористость, доли единицы;

σ – расстояние от центра скважины до контура питания (половина расстояния между скважинами), м;

$\rho_н$ – нефтенасыщенность пласта, доли единицы;

q – дебит скважины на новом режиме, $м^3$/сут в пластовых условиях;

χ – гидропроводность, Д · мПа · С;

q_0 – дебит скважины при начальном режиме, $см^3$/с в пластовых условиях.

Оценка свойств пластовой нефти в отдельных пластах при их совместной эксплуатации. Если скважина эксплуатирует одновременно несколько пластов, то при изменении режима ее работы относительная доля продукции, поступающей из каждого пласта, в общем дебите скважины не остается постоянной. Если при этом пласты содержат нефть с различными физико-химическими параметрами, то свойства нефтяной смеси в скважине будут зависеть от режима ее работы. Отобранные в такой скважине глубинные пробы не будут характеризовать нефть ни в одном из совместно эксплуатируемых пластов. Необходимо по данным о свойствах смеси и профилям притока определить значения физических параметров нефти в каждом из пластов. Для этого могут быть использованы два способа.

I. Способ отбора проб при различных режимах работы скважины. В скважине, совместно эксплуатирующей несколько пластов, осуществляют глубинное дебитометрирование на ряде режимов ее работы и отбирают глубинную пробу нефтяной смеси, характерную для данного режима работы скважины. Совместная обработка данных дебитометрирования и результатов исследования глубинных проб смеси позволяет определить свойства нефти в

каждом из совместно эксплуатируемых пластов. Указанный способ реализуется по следующей схеме операций:

- осуществляют дебитометрирование скважины на стольких режимах ее работы, сколько пластов подлежат изучению;

- на каждом режиме работы скважины производят отбор глубинных проб смеси в фонтанной колонне традиционным способом;

- по данным дебитометрирования рассчитывают квоты m каждого из пластов i для каждого режима J :

$$(m_i)_J = \frac{(V_i)_J}{(V_{общ})_J}, \qquad (9.2)$$

где $(V_i)_J, (V_{общ})_J$ - продукция, поступающая из отдельного пласта, и общий дебит скважины соответственно при работе скважины на режиме (пластовые объемы);

- исследуют глубинные пробы смеси, отобранные на каждом режиме работы скважины, и определяют параметры смеси (A).

- по данным о свойствах смеси и квотам пластов составляют для каждого параметра нефти систему уравнений (9.3.) и рассчитывают свойства нефти в каждом из пластов.

$$\begin{aligned} A_I &= x_1(m_1)_I + x_2(m_2)_I + x_3(m_3)_I + \ldots + x_n(m_n)_I \\ A_{II} &= x_1(m_1)_{II} + x_2(m_2)_{II} + x_3(m_3)_{II} + \ldots + x_n(m_n)_{II} \\ A_N &= x_1(m_1)_N + x_2(m_2)_N + x_3(m_3)_N + \ldots + x_n(m_n)_N \end{aligned} \qquad (9.3)$$

где $(m_1)_I, (m_2)_I (m_3)_I \ldots (m_n)_I$ - рассчитанные согласно (I) квоты пластов $1,2,3,\ldots\ldots n$ при работе скважины на режиме I;

$(m_1)_{II}, (m_2)_{II}, (m_3)_{II} \ldots (m_n)_{II}$ – то же на режиме II и т.д.

$A_I, A_{II}, \ldots A_N$ – параметры смеси при соответствующих режимах;

$x_1, x_2, x_3 \ldots x_n$ – параметры нефти в каждом из пластов.

2. Способ поинтервального отбора проб. Если условия позволяют осуществить спуск приборов ниже башмака фонтанной колонны, непосредственно в зону дренирования пластов, и отойти от традиционного способа отбора проб внутри фонтанной колонны, то в этом случае может быть использован поинтервальный отбор проб. Этот способ предусматривает необходимость только в одном профиле притока, снятом при том режиме работы скважины, при котором целесообразно производить отбор глубинных проб. Пробы отбирают поочередно над кровлей каждого из пластов. Поинтервальный способ отбора глубинных проб реализуется по следующей схеме операций:

– осуществляют дебитометрирование скважины на том режиме работы скважины, при котором целесообразно производить отбор глубинных проб;

– при этом режиме производят поинтервальный отбор глубинных проб над кровлей каждого из пластов, начиная с нижнего;

– по данным дебитометрирования рассчитывают значения квот каждого из пластов по формуле (9.2);

– исследуют глубинные пробы, отобранные над кровлей каждого из пластов, и определяют параметры нефтяных смесей;

– по данным о свойствах смесей и квотам пластов составляют уравнения и рассчитывают свойства нефти в каждом из пластов,

9.3. Отбор и анализ попутной воды

Свойства пластовых вод, как и свойства нефтей, изучают на основании исследования глубинных и поверхностных проб. Однако в отличие от нефтей большинство физических свойств воды в пластовых условиях с удовлетворительной точностью может быть оценено по различным графическим и расчетным зависимостям, зная химический состав, минерализацию, газосодержание воды, а также пластовую температуру и давление. Это обстоятельство приводит к тому, что основным источником сведений о свойствах воды служат не глубинные, а поверхностные пробы воды. Единственным параметром, который нельзя определить или рассчитать по поверхностным пробам, является газосодержание пластовой воды, и для его определения необходимы глубинные пробы.

Глубинные пробы воды отбирают как в простаивающих законтурных водяных скважинах (пьезометрических, контрольных), так и в действующих обводненных добывающих скважинах. Технические средства отбора глубинных проб воды не отличаются от таковых для отбора глубинных проб нефти, но технология отбора имеет некоторые особенности.

При отборе глубинных проб воды из простаивающих водяных скважин особое внимание должно быть уделено тому, чтобы отбираемые пробы характеризовали именно пластовую воду, а не смесь ее с посторонней технической водой. Чтобы получить объективные данные о пластовой воде, необходимо помнить об этом во время испытания водяных скважин. После перфорации колонны, промывки скважины и возбуждения пласта необходимо произвести откачку до

постоянства состава извлекаемой воды. Обычно состав воды оценивают по содержанию ионов хлора, плотности и величине pH, причем эти определения производят непосредственно у скважины, не прерывая откачку. Состав воды считается постоянным, если в трех последовательно отобранных на устье скважины пробах значения указанных параметров не изменяются. В промежетках между отбором проб необходимо откачивать не менее одной трети объема ствола скважины. В конце откачки отбирают пробу воды с устья скважины в объеме I,5 л для производства полного химического анализа и останавливают скважину на восстановление статического уровня. При установившемся статическом уровне (или устьевом избыточном давлении) отбирают три глубинные пробы воды из прифильтрового интервала скважины, а также замеряют пластовые давления и температуру.

В действующих доывающих обводненных скважинах, подающих нефть и воду, примесь технической воды может скопиться в зумпфе, ниже интервала перфорации, а выше интервала перфорации существует поток пластовых нефти и вод. Для получения пробы чистой пластовой воды, не загрязненной ни технической водой, ни нефтью, обычно закрывают скважину на время, достаточное для установления четкого водонефтераздела, и глубинный пробоотборник опускают ниже водонефтераздела к верхним интервалам перфорации. Полезно также отобрать контрольные пробы из зумпфа ниже интервала перфорации.

Исследования глубинных проб воды производятся по той же методике, что и исследования глубинных проб нефти, т.е. выпол-

ются эксперементальные определения плотности и вязкости в пластовых условиях, газосодержания и давления насыщения, коэффициентов сжимаемости и термического расширения, объемного коэффициента пластовой воды. Однако при использовании стандартной нефтяной аппаратуры УИПН для исследования пластовых проб воды возникают некоторые затруднения, связанные с электропроводностью и коррозионной активностью воды, поэтому эту аппаратуру стремятся не применять. Обычно по глубинным пробам воды непосредственно определяют один основной параметр - газосодержание пластовой воды, а остальные коэффициенты рассчитывают или оценивают по графикам. Газосодержание определяют, измеряя количество газа, выделяющегося из глубинной пробы воды при постоянно открытом клапана пробоотборника и снижении в нем давления. При малом содержании растворенного газа применяют метод "поджима", вытесняя воду с газом из пробоотборника соленой водой. Выделяющийся газ используется для анализа его состава, а дегазированная вода, остающаяся в пробоотборнике, также используется для определения ее физико-химических свойств в поверхностных условиях (в случае применения метода "поджима" вода не может быть использована для анализа).

Основной объем информации о свойствах вод нефтяных пластов на разрабатываемых месторождениях дают анализы поверхностных проб попутной воды. Они отбираются на устье обводненных добывающих скважин, из трубопроводов, мерных емкостей и т.д.

Эти пробы используются одновременно для определения обводненности продукции и для анализа воды. Данных, полученных при

шестичленном химическом анализе, определения минерализации плотностей и pH, достаточно для оценки физических свойств воды в пластовых условиях. В специальных случаях выполняют более детальные анализы, в том числе определение веществ - индикаторов, закачиваемых в пласты вместе с нагнетаемой водой, или каких-либо характерных компонентов пластовых вод.

Поверхностные пробы нефти и попутного газа отбираются на устье скважин, из промысловых сепараторов, трубопроводов и мерных емкостей и используют: 1) для контроля за качеством добываемой продукции (плотностью и сернистостью нефтей, содержанием сероводорода и жирных компонентов в попутном газе и т.д.) и 2) для контроля за процессом разработки по характерным свойствам или компонентам нефтей, таким, как коэффициент светопоглощения, содержание никеля и ванадия и др.

Все поверхностные пробы нефтей, вод и газов для транспортировки в лабораторию отбирают в стеклянные бутыли емкостью 0,5 - 0,8 л. Пробы газа отбираются через водяной затвор.

IO. КОНТРОЛЬ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ ТРУБНЫМИ ИСПЫТАТЕЛЯМИ МНОГОЦИКЛОВОГО ДЕЙСТВИЯ

Применение многоциклового комплекса испытательного оборудования позволяет за одну спуско-подъемную операцию реализовать поинтервальный метод исследования двух и более пластов, отобрать глубинные пробы жидкости, определить гидродинамические параметры пласта, произвести более эффективную очистку призабойной зоны скважины, восстановить проницаемость пласта.

По данным анализа пластовых проб жидкости, отобранных с помощью глубинных пробоотборников, оценивают характер насыщения, покомпонентный состав углеводородных газов, газовый фактор и другие физико-химические свойства пластового флюида.

По кривым притока и восстановления давления, обработанным экспресс-методом на скважине, рассчитывают величину первоначального пластового давления, коэффициент продуктивности, проницаемость призабойной и удаленной зон, коэффициент призабойной закупорки, герметичность зумпфа, цементного моста и взаимосвязь перфорированных объектов в случае негерметичности цементного кольца. На основе анализа гидродинамических данных может быть намечен оптимальный комплекс мероприятий по повышению производительности скважин, ликвидации затрубной циркуляции и снижению водного фактора.

IO.I. Технология проведения исследования скважин трубными пластоиспытателями

Современные отечественные конструкции испытателей пластов двух- и многоциклового действия КИИ-2"-95, ЧИГ-95 и ЗИОД-II0 представляют собой довольно сложные комплексы испытательных инструментов, в состав которых входит от 2 до 15 забойных механиз-

мов, включая четыре скважинных манометра с автономной регистрацией давления типа МГИ-I и один проточный пробоотборник.

Многопикловый испытательный комплекс КИОД-II0 предназначен для исследований эксплуатационного фонда скважин и пластов.

Комплекс спускается в скважину подъемниками А-50 или Баки-нец-4М на пустых плотносвинченных между собой насосно-компрессорных трубах.

Основную компоновку испытательного инструмента составляют сверху-вниз (рис. 47):

- циркуляционно-сливной клапан;

- испытатель пластов, выполняющий роль устьевой задвижки для открытия и перекрытия притока жидкости на забое скважины;

- пробоотборник, обеспечивающий вынос на поверхность представительной герметизированной пробы пластового флюида;

- пакер с резиновыми элементами для изоляции пласта от скважинной жидкости;

- якорь для установки испытательного инструмента в заданном интервале с упором в стенки колонны;

- фильтр для предотвращения попадания в испытательный инструмент крупных частиц из призабойной зоны пласта. В трубах над испытателем пластов и в фильтре устанавливаются скважинные манометры для регистрации притока и КВД.

Управление испытателем пластов осуществляется с устья скважины путем вертикального перемещения насосно-компрессорных труб. При разгрузке веса труб происходит установка пакера и открытие впускного клапана испытателя пластов. Этим обеспечивается создание депрессии на пласт, выражающейся в разнице пластового и трубного давлений, интенсивность поступления жидкости из пласта в трубы по газовому счетчику на устье скважины. При незначительном притоке выход газа довольно точно регистрируется жид-

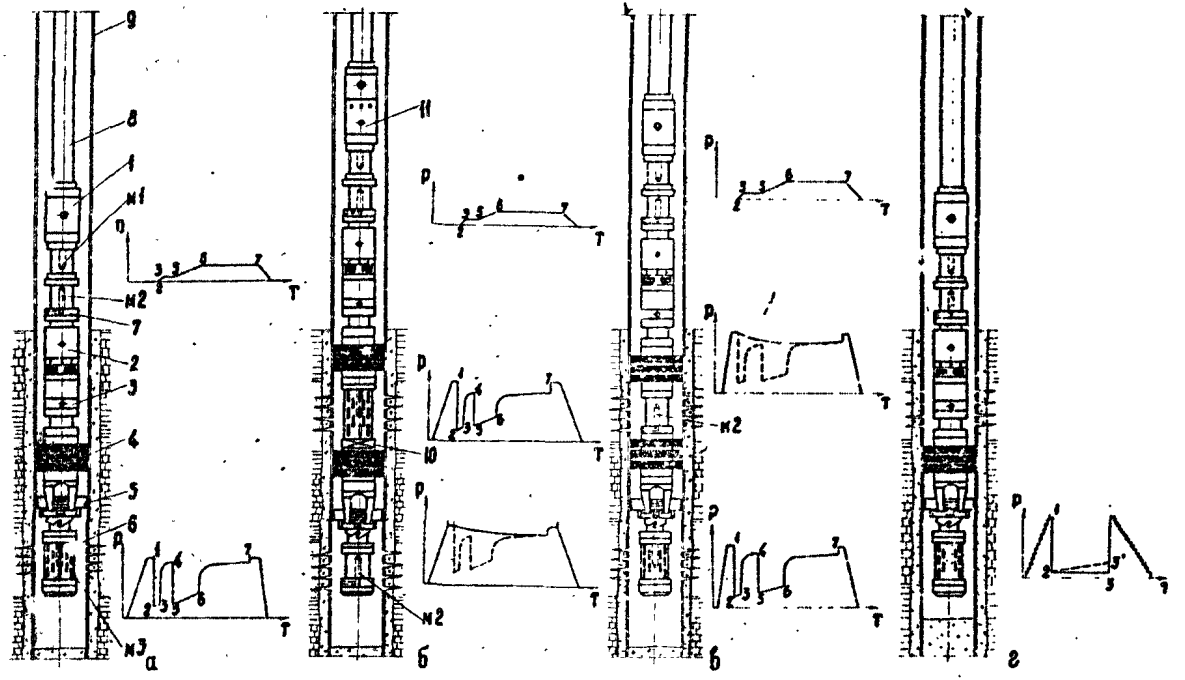


Рис. 47 Компоновки комплекса испытательного оборудования КИОД-II0

I – клапан циркуляционно-сливной; 2 – испытатель пластов; 3 – пробоотборник; 4 – пакер; 5 – якорь; 6 – фильтр; 7 – устройство для проверки герметичности цементного кольца; 8 – трубы НКТ; 9 – эксплуатационная колонна; I0 – клапан ударный; II – клапан перепускной.

костным газометром либо с помощью резинового шланга, опущенного под уровень воды. Для прекращения притока жидкости из пласта в трубы, последние приподнимают с целью закрытия впускного клапана испытателя пластов. При этом пакер остается на месте, не допуская гидравлической связи скважинной жидкости, находящейся выше пакера, с исследуемым пластом. Во время закрытого периода испытания скважинные манометры записывают кривую восстановления давления, после чего производят срыв пакера и подъем труб до появления уровня жидкости. По количеству заполненных труб судят об объеме жидкости, поступившей из пласта, затем в трубы сбрасывают металлический ломик для вскрытия сливного клапана, через который при последующем подъеме жидкость вытекает в затрубное пространство.

По объему жидкости, поступившей в трубы с учетом времени притока и поправочных коэффициентов, рассчитывают среднесуточный дебит скважины, а по оставшейся ниже сливного клапана жидкости и пробе, отобранной пробоотборником, определяют физико-химический состав пластового флюида.

Если необходимо провести исследование методом установившихся режимов в компоновку КИОД-110 включают специальный узел – перепускной клапан, а на устье устанавливают устьевую головку и подсоединяют компрессор УКП-80. С помощью компрессора и перепускного клапана можно производить неограниченные отборы жидкости, впуская их в трубы во время притока и выдавливая на поверхность через затрубное пространство во время закрытого периода испытания. Таким способом реализуется одно из основных условий для качественной и быстрой регистрации кривой восстановления давления.

С помощью упрощенной компоновки КИОД-II (рис. 47) исследуется скважина с одним продуктивным пластом. На рисунке приведены две наиболее представительные диаграммы давления: манометр-

ром № I зарегистрирован приток жидкости в трубы, линии 2, 3 и 5, 6 указывают на приток в первый и во второй циклы. Прямая линия, образованная точками 3, 4 и 6, 7, идущая параллельно оси времени, указывает на прекращение притока, так как в это время испытатель пластов находился в закрытом состоянии. На диаграмме манометра № 2 точка I показывает величину гидростатического столба жидкости, которая зарегистрирована до установки пакера на заданной глубине. Линия, идущая от точки I до точки 2, указывает на открытие клапана испытатели пластов, линия 2-3 - приток, кривая 3-4 - малая КВД (завершение цикла), линия 5-6 указквает на приток, кривая 6-7 - КВД (конец второго цикла), точка 7 соответствует моменту срыва пакера и регистрацию начального давления гидростатического столба жидкости. По абсолютному значению точка 7 должна соответствовать точке I, и, таким образом, подтвердить герметичность пакеровки и труб в процессе проведения всех операций.

Двухпакерная компоновка КИОД-II0 (см. рис. 47) применяется в том случае, когда в скважине вскрыто два пласта, и если зумпф позволяет, то такой компоновкой можно за один рейс исследовать оба пласта в последовательности, начиная от слабопроницаемого пласта. При испытании верхнего пласта предоставляется возможность произвести оценку герметичности цементного кольца за колонной. Если цементное кольцо между двумя пластами окажется не герметичным, то оба манометра, установленные один в фильтре, а другой под нижним "глухим" пакером, запишут одну и ту же диаграмму давления (пунктирная запись кривых на бланке нижнего манометра). Это объясняется тем, что даже при незначительном нарушении герметичности цементного кольца гидродинамическая связь между пластами будет осуществляться чрезвычайно

интенсивно. Диаграмма, когда нарушение герметичности цементного кольца не наблюдается, показана на рис. 47 б . Манометр, установленный под нижним пакером, несмотря на различные операции, связанные с открытием и закрытием клапана пластоиспытателя, зарегистрировал линию, идущую параллельно оси времени и отражающую величину пластового давления нижнего горизонта.

Двухпакерная компоновка КИОД-110 показана на рис. 47 б в момент исследования нижнего пласта, а верхний находящийся между пакерами отключен глухим патрубком. Величина пластового давления верхнего горизонта и герметичность цементного стакана между пластами оценивается по манометру, вставленному в приборный патрубок, который через специальное отверстие имеет связь только с кольцевым пространством между НКТ и колонной.

Упрощенная компоновка инструмента с пакером, установленным в зумпфе между самым нижним интервалом перфорации и цементным мостом, показана на рис. 47 г . При открытии впускного клапана испытателя пластов давление в зумпфе разрежается до трубного давления. Герметичность цементного моста подтверждается отсутствием притока в трубах (сплошная горизонтальная линия 2–3 на диаграмме нижнего манометра). Даже при незначительной герметичности записывается кривая давления от поступающей в трубы жидкости (пунктирная линия $2–3^{I}$).

Для определения параметров пласта используют две диаграммы давления: верхнего манометра № I – для определения гидропроводности призабойной зоны пласта, а манометра № 2 – для расчета пластового давления и гидропроводности удаленной зоны пласта. По отношению величин гидропроводности призабойной и удаленной зон пласта судят о степени загрязненности призабойной зоны ($П_3$). Если $П_3 > I$, то принимают меры по обработке приствольной части

пласта (кислотой, паром, электропрогревом), затем в скважину вновь спускают пластоиспытатель и производят очистку призабойной зоны пласта от продуктов реакции. Если $П_З \leq I$, то работы по интенсификации притока жидкости прекращают и скважину пускают в эксплуатацию.

Часто пластоиспытатель применяют непосредственно с целью очистки пласта как геолого-техническое мероприятие для интенсификации продуктивности эксплуатационной скважины. При этом создают ряд максимальных, кратковременных знакопеременных депрессий, способствующих более интенсивному и полному извлечению из пласта скважинной жидкости, глинистых частиц, песка, парафина, асфальто-смолистых веществ и прочих взвешанных примесей. Данный метод особенно эффективен при очистке призабойной зоны пласта нефтяных и нагнетательных скважин. После одного или двух спусков испытательного оборудования дебит и приемистость в таких скважинах восстанавливается до прежней величины.

IO.2. Обработка результатов исследования скважин трубными пластоиспытателями

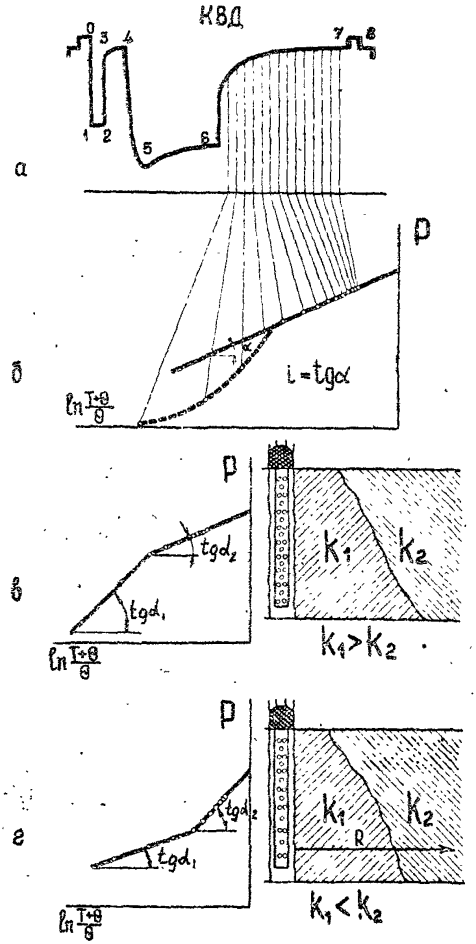
Скважинные манометры являются одними из основных частей трубных пластоиспытателей; получаемые с их помощью диаграммы изменения давления в интервале испытуемого пласта и в трубах позволяют судить о том, как проходил весь цикл испытаний. При соблюдении оптимальных условий испытания и записи качественных кривых давления можно определить гидродинамические параметры пласта: пластовое давление $P_{пл}$, гидропроводность призабойной зоны пласта ($\frac{kh}{\mu}$) пзп, удаленной зоны пласта ($\frac{kh}{\mu}$) уд, коэффициент призабойной закупорки $П_З$, коэффициент продуктивности фактический $\eta_ф$ и потенциальный $\eta_{пот}$ и подсчитанные по ним

дебиты фактический и потенциальный $Q_{пот}$. Расчетный потенциальный дебит в области R -радиуса контура влияния скважин, как правило, ниже фактического и практически совпадает с суточным дебитом жидкости, замеренном на установившемся режиме.

Расшифровка диаграммы давлений, снятых по двухпикловому методу, приводится на рис. 48. Нулевой точкой обозначена величина гидростатического столба жидкости на глубине пласта, до установки пакера и отключения скважинной жидкости от подпакерного пространства. Линия 0-I показывает момент установки пакера и открытия клапана.

Практикой установлено, что наиболее точные результаты для оценки параметров пласта получаются в том случае, когда при первом пикле открытий период составляет I-2 мин (линия I-2), а закрытый период I5-20 мин (кривая 2-4), это так называемая малая КВД. В большинстве случае кривая притока второго пикла лежит в пределах I20-240 мин и КВД 60-I20 мин. Эти условия в основном распространени на среднепроницаемые пласты 0,2-0,50 Д . Допускается при реализации второго пикла приток 5-6, КВД 6-7, на основании режима первого пикла вводить соответствующую корректировку в периоды вызова и перекрытия притока. О величине продуктивности пласта судят по интенсивности выхода газа из труб, который контролируется газовым счетчиком на устье скважины.

Построенная в полулогарифмических координатах КВД (см. рис. 48,б) - это типичная кривая, имеющая один угол наклона, отражающий строение однородного пласта, $i = tg\alpha$ является основным параметром в расчётных схемах по оценке гидропроводности пласта. Для уверенной отбивки угла наклона необходимо пользоваться более точными дифференциальными манометрами. С целью повышения точности отбивки угла наклона КВД используют также двухточечную



$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_{пзп} = \frac{1}{4\pi i_{кп}}$$

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_{уд} = \frac{Q_{ср}}{4\pi i_{квд}}$$

$$П_з = \left(\frac{kh}{\mu}\right)_{уд} : \left(\frac{kh}{\mu}\right)_{пзп}$$

$$\eta_ф = \left(\frac{kh}{\mu}\right)_{пзп} \times 0{,}06$$

$$\eta_{пот} = \left(\frac{kh}{\mu}\right)_{уд} \times 0{,}06$$

$$Q_ф = \eta_ф \cdot \Delta P$$

$$Q_{пот} = \eta_{пот} \cdot \Delta P$$

$$R = \sqrt{\pi \cdot 2 \cdot t}$$

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right) = 0{,}1 - 0{,}05$$

Рис. 48 Расчетные формулы по определению параметров пласта

методику замера КВД, причем от первого цикла (см. рис. 48,а) берут последнюю точку 4 (малой КРД) и наносят ее на ось ординат (см. рис. 48,б), считая при этом, что она соответствует истинному замеренному пластовому давлению, так как за кратковременный открытый период 1-2 мин в районе скважины практически не успела образоваться депрессионная воронка. Таким образом, точка 4, нанесенная на ординату давления КВД, при отбивке угла наклона служит своеобразным ориентиром, что особенно важно при наличии разброса точек в среднем интервале КВД.

Типичные КВД при исследовании строения неоднородного пласта показаны на рис. 48, в,г , если в первом случае проницаемость K_2 удаленной зоны выше проницаемости K_1 призабойной зоны, то во втором – тангенс первого участка КВД меньше второго, а, следовательно, и проницаемость призабойной зоны выше удаленной.

Для уверенного обнаружения нарушения проницаемости пласта необходимо применять высокоточные манометры, не допускать разгазирования нефти и стремиться устанавливать пакер непосредственно на кровле пласта.

10.3. Отбор и анализ пластовых проб жидкости и газа с помощью трубных пластоиспытателей

Отбор и исследование пластовых проб жидкости и газов при испытании перспективных объектов комплексом испытательного оборудования осуществляются с целью определения их физико-химических свойств и компонентного состава. Результаты исследования используются также и для определения характера насыщенности испытываемого объекта, когда в пробоотборник поступают нефть, газ или пластовая вода. Данные анализа исследования в пластовых условиях используются в обычном порядке для решения нефтепромысло-

вых или гидрогеологических задач.

Информация, получаемая по результатам исследования пластовых проб, отобранных на забое с помощью пробоотборников, обуславливается:

- точной привязкой получаемых параметров к интервалу испытания;

- практически полной сохранностью начального (пластового) состава;

- наличием гидродинамических параметров (гидропроводности, пластового давления, коэффициента продуктивности) испытываемого объекта.

Интерпретация данных компонентного состава газа и химического состава жидкости аналогична применяемой при геохимических методах исследования и осуществляется с помощью палеток количественного содержания или соотношения компонентов, характерных для пластов определенной насыщенности в данном геологическом районе. Физико-химический анализ жидкостей и хроматографический анализ газа проводятся с помощью серийной аппаратуры, применяемой при лабораторных исследованиях, без внесения в нее каких-либо изменений.

При работе с пластоиспытателями в заведомо нефтенасыщенных пластах (при доразведке залежей, проведении различных технологических операций и др.) отбор пластовых образцов нефти и газа осуществляется с целью определения параметров нефти в пластовых условиях.

Пластовые пробы жидкости и газа при испытании объектов испытателями пластов на трубах отбираются с помощью пробоотборников, которые включаются в компоновку в последовательности и в количестве, определяемом условиями исследования.

Так, в комплексе испытательного оборудования КИОД-II0 пробоотборник устанавливается между испытателем пластов и пакером (см. рис. 49). Пробоотборник имеет автономный привод открытия пробоотборной камеры в период вызова притока. Закрывается пробоотборник в конце периода восстановления давления до срыва пакера по окончании испытания. Пробоотборник ПО-II0 (рис. 49), объем пробоотборной камеры которого составляет I000 $см^3$, включает в себя камеру I, заключенную в корпусе 2 и снабженную подпружиненными штоками 3, 4, которые упираются через гильзы 5, 6 в уступ верхнего переводника и в толкатель силового штока 7 гидропривода 8. Цилиндр гидропривода заполнен индустриальным маслом и через плавающий поршень 9 связан через отверстие "а" с гидростатическим давлением столба жидкости в скважине ($P_г$).

Пробоотборная камера открывается после открытия впускного клапана испытателя пластов, когда в полости корпуса давление снижается до трубного давления $P_{тр}$ и шток гидропривода за счет перепада давления $\Delta P = P_г - P_{тр}$ сжимает гильзы и совмещает каналы "б" с каналами "в", обеспечивая проникновение пластового флюида в камеру. Проба пластовой жидкости герметизируется в камере от усилия пружин в конце процесса испытания.

Для оценки качества отобранной пробы в промысловых условиях используются результаты визуального контроля и замеры величины давления в пробоотборнике и давление насыщения нефти газом. Эти величины являются существенными критериями качества пробы, и должны интерпретироваться с учетом забойной температуры.

После оценки качества пробы определяются следующие параметры: давление насыщения; газосодержание пластовой нефти; объемный коэффициент; вязкость в пластовых условиях; коэффициенты сжимаемости и температурного расширения; плотность пластовой и дегазированной

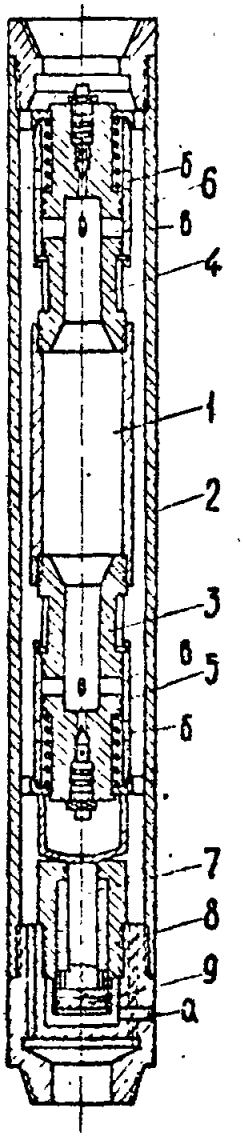


Рис. 49 Пробоотборник ПО-110

I – пробоотборная камера; 2 – корпус; 3, 4 – шток; 5, 6 – гильза; 7 – исток гидропривода; 8 – гидропривод; 9 – поршень плавающий.

нефти; химический состав дегазированной нефти (фракционный и углеводородный состав, содержание парафина, серы, смол, асфальтенов, молекулярный вес и др.). Исследование физико-химических свойств пластовой жидкости производится на установках типа УИПН-2, АСМ-300, АСМ-600 и подобных им, которыми оснащены нефтепромысловые лаборатории.

Результаты полного исследования свойств пластовой нефти вместе с материалами по исследованию скважины передаются геологоразведочным или нефтедобывающим организациям, ведущим подсчет запасов нефти и газа, анализ и контроль за разработкой месторождений.

II. КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ

II.I. Принципы системного контроля

Системный контроль представляет собой комплекс целенаправленных и планомерных исследований, направленных на получение необходимого и достаточного объема информации для решения отдельных задач разработки в масштабе объекта разработки или месторождения в целом. Основное условие проведения системных исследований - это четкая формулировка задач контроля с учетом особенностей геологического строения залежи или месторождения, применяемой технологии разработки и реальных возможностей существующих методов контроля.

Примером задач, эффективное решение которых в масштабе объекта разработки (залежи, месторождения) невозможно без применения системного контроля, являются:

- контроль характера и полноты выработки залежей (определение охвата разработкой, изменение положения ВНК и ГНК, определение текущей и остаточной нефтенасыщенности);
- контроль за характером внедрения вытесняющих агентов, например, закачиваемой воды (изменение положения фронта обводнения и охват залежи заводнением, полнота выработки заводненных объемов, эффективность закачки воды);
- наблюдение за изменением энергетического состояния залежи (пластовые давления и температуры);
- оценка эффективности различных процессов воздействия на залежь и мероприятий, направленных на увеличение нефтеотдачи пластов.

Основой для проектирования системного контроля является "Временная инструкция по применению промыслово-геофизических исследований для системного контроля разработки нефтяных месторождений" (РД 39-9-414-80).

Для проведения системного контроля добывающее предприятие разрабатывает программу исследований, где обосновывается выбор объектов (опорная сеть скважин, опытный участок и т.д.), необходимый объем и периодичность исследований с учетом интенсивности наблюдаемых процессов. Выбираются методы или комплекс методов контроля, включающих также контроль технического состояния скважин, и составляется график работ. Программа и график согласуются с проектирующей организацией (НИПИ), а если привлекается для исследований геофизическое предприятие или другая специализированная организация, дополнительно согласуются с подрядчиком. В программе и графике работ должны предусматриваться работы по оборудованию скважин для исследований в соответствии с действующими техническими требованиями, инструкциями техники безопасности.

Проведение исследований планируется с учетом необходимости получения синхронных данных. Для этого наиболее приемлемым является метод кампаний, предусматривающий такую организацию работ, при которой охват исследованием площади месторождения (залежи) производится последовательно, участок за участком, пока не будет покрыта исследованием вся площадь месторождения (залежи), после чего вновь начинают с первого участка и цикл повторяется. Такая организация работ способствует получению полноценных материалов и повышению производительности труда специалистов-исследователей.

В дальнейшем систематически контролируется выполнение графика работ и периодически (раз в полгода или раз в год) обобщаются получаемые результаты. По мере необходимости производится согласованная корректировка программы и графика работ с целью более

эффективного решения поставленных задач.

Данные, получаемые в процессе системного контроля, являются основой для решения поставленных задач. В процессе анализа они дополняются результатами исследований соседних скважин, не входящих в контрольную сеть или пробуренных на исследуемые залежи.

Методы интерпретации получаемой информации не имеют существенных отличий от применяемых. Получаемая информация может обрабатываться статистическими методами, что дает возможность определять средние показатели наблюдаемого процесса и динамику их изменения во времени.

Для исследования показателей процесса на конкретных участках площади залежи строятся соответствующие профили или карты. При анализе показателей процессов, происходящих в пластах, например, охвата заводнением, профили и карты строятся на основе карт распространения пластов, карт эффективной мощности пластов, их лито-фациальных особенностей, проницаемости и т.д. При этом устанавливаются связи процессов, происходящих в пластах, с геолого-физическими особенностями их и появляется возможность оценивать эффективность разработки и прогнозировать темпы и направления развития процессов.

II.2. Обязательный комплекс исследований по контролю разработки нефтяных месторождений

На всех разрабатываемых объектах должны проводиться исследования с целью контроля их разработки в соответствии с обязательными комплексами исследований, учитывающими как специфику геолого-физических свойств месторождений (залежей), так и особенности применяемой системы разработки.

Обязательные комплексы составляются соответствующими службами исследований и утверждаются руководством производственных объединений.

Принципиальный комплекс гидродинамических и промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений, утвержденный Миннефтепромом, который следует рассматривать как минимальный для всех разрабатываемых объектов (любой обязательный комплекс по номенклатуре и периодичности исследований должен быть шире принципиального комплекса), представлен в табл. II.I.

Определение дебита жидкости по добывающим скважинам и приемистости по нагнетательным скважинам

В принципе информация о дебитах (приемистости) должна поступать непрерывно, так как она является одним из главных элементов аварийной сигнализации нефтедобывающего предприятия. Практически в комплексе должна задаваться максимальная частота измерений, обеспечиваемая применяемыми системами контроля продукции и закачки по скважинам (с погрешностью, не превышающей паспортную). Установление периодичности замеров дебитов (приемистости) следует производить дифференцированно для низкодебитных скважин (до 5 т/сут), среднедебитных (от 5 до 25 т/сут) и высокодебитных (более 25 т/сут).

Измерение изменения дебитов (приемистости) должны проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта.

Определение обводненности продукции добывающих скважин

Обводненность должна определяться разовыми исследованиями по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта и систематически в процессе эксплуатации. Определение осуществляется

Таблица 11.1.

Утверждаю
зам. министра нефтяной промышленности
«8» мая 1979г.
Н.М. Хамаев

ПРИНЦИПИАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ПРОМЫСЛОВО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ПО КОНТРОЛЮ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Категория и вид скважин	Определение дебитов нефти и пластового давления		Определение обводненности продукции	Определение пластового давления		Исследование методом установившихся отборов		Исследование профилей притоков	Исследование источников и интервалов поступления газа и воды в скважину	Исследование пластовой температуры	Контроль технического состояния скважин	Выявление заколонных перетоков и нарушений в цементном кольце	Отбор проб нефти и воды	Отбор глубинных проб нефти и газа	Анализ физических свойств, состава нефти, газа и воды, определение физико-химических свойств	Определение состояния призабойной зоны	
	низкодебитные скважины (до 5 т/сут)	среднедебитные скважины (5-50 т/сут)	высокодебитные скважины (более 50 т/сут)	эксплуатационные (до 1 года эксплуатации)	разведочные (до 1 года эксплуатации)	нормальный ($P_{пл} > P_{нас}$)	пониженный ($P_{пл} < P_{нас}$)	обводненные (с подошвенной водой)	обводненные (с верхней водой)	газовые	газоконденсатные	нефтяные	газовые	газоконденсатные	нефтяные	газовые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Действующие добывающие:																					
- фонтанные	□□	□	+	□□	□		△	◔	◔	○○	○○	○	○					◔			
- газлифтные			+	□□	□		△	◔	◔	○○	○○	○	○					◔			
- механизированные ЭЦН	□□	□	+	□□	□		△	◔	◔	○○								◔			
- механизированные ШГН	□□	□	+	□□	□		△	◔	◔	○○		○	○					◔			
действующие нагнетательные	□□	□	+					◔	◔	○○				◔						◔	○
Пьезометрические								◔										◔			
Наблюдательные и скважины опорной сети								◔							◔	◔	◔		○		
Выбывающие	□□	□	+					◔	◔									◔			
Скважины по которым проводятся ГТМ (ремонты):																					
— связанные с изменением оборудования или режима эксплуатации			•																		
до ГТМ	1	1	1	1	1	1	1	1	1					1							
после ГТМ	1	1	1	1	1	1	1	1	1			1	1	1							
— связанные с изменением состояния призабойной зоны:																					
• с изоляцией или приобщением пластов																					
до ГТМ	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			1	1		
после ГТМ	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			1	1		
• без изоляции или приобщения пластов																					
до ГТМ	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1						
после ГТМ	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1						
Скважины, переводящиеся из добывающих в нагнетательные																					
до перевода	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		1						
после перевода								1	1	1	1			1							
Скважины, переводящиеся в пьезометрические																					
до перевода	1	1	1	1	1	1	1	1		1	1	1	1					1			
после перевода								1										1			

Условные обозначения:

□ – исследования 1 раз в 3 года
□+ – " в неделю
□□ – " в две недели
□□+ – " в месяц
□□□ – " в квартал
□□□+ – " в полугодие
□□□□ – " в год
□□□□+ – " в два года
+ – разовые исследования
1 – исследования 1 раз в смену

Примечания:

1. По вновь пробуренным на бурения скважинам проводить все виды исследований, предусмотренные настоящим комплексом.
2. Определение пластовой температуры на месторождениях, где применяются тепловые и другие методы повышения нефтеотдачи проводить по специальным программам.
3. Неотфильтрованный попутно воды производить не реже изменения удельного веса.
4. Разведочные скважины, вводимые в опытную эксплуатацию, исследовать по специальному плану.

Начальник управления разработки нефтяных и газовых месторождений «8» мая 1979г. В.М. [illegible]

путем лабораторного анализа отбираемых проб продукции. Частота отбора и исследования проб по скважинам устанавливается дифференцированно для безводных скважин, скважин с обводненностью до 2 %, от 2 до 20, от 20 до 50, от 50 до 90 и свыше 90 %.

Определение газового фактора

Газовый фактор определяется разовыми исследованиями по всем добывающим скважинам новыми и после ремонта в тех случаях, когда можно ожидать изменения этого параметра (подключение новых пластов или изоляция загазованных пластов). Газовый фактор на объектах, разрабатываемых при забойных давлениях скважин, равных или выше давления насыщения, определяется математически один раз в год, а по скважинам с повышенным газовым фактором (превышающим начальное содержание растворенного газа) - раз в месяц.

Определение пластового давления

Определение пластового давления должно осуществляться в виде разовых исследований по всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты (в том числе и в законтурной области), после выхода их из бурения или проведения ремонтных работ и систематически в действующих добывающих и нагнетательных скважинах не реже одного раза в полугодие, а по пьезометрическим скважинам не реже одного раза в квартал.

Замеры пластового давления когда это технологически возможно, должны осуществляться с помощью глубинных манометров (дистанционных и с автономной регистрацией) в фонтанных, газлифтных и насосных скважинах (через затрубное пространство). В нагнетательных скважинах допустимо определять пластовое давление при условии герметичного ее закрытия непосредственно на устье.

При отсутствии технической возможности прямых измерений глубинными приборами в скважинах насосного фонда пластовое давление определяется путем измерения статического уровня с помощью эхометрирования и последующего пересчета по методике, проведенной прямыми измерениями на данном конкретном объекте.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем добывающим и нагнетательным скважинам новым и после выхода из ремонта и систематически - в действующих скважинах не реже одного раза в квартал.

Забойное давление когда это технически возможно, замеряется глубинными манометрами. При невозможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня (с помощью эхолотов) и последующего пересчета.

В условиях, когда четкое определение динамического уровня эхолотом оказывается невозможным (при вспенивании), используются методы промысловой геофизики (ГГК, НГК, НКТ). С целью установления масштабов использования эхометрирования и геофизических методов для контроля динамических уровней на каждом объекте должны быть проведены специальные сопоставления результатов эхометрирования с данными геофизических методов.

В нагнетательных скважинах, оборудованных насосно-компрессорными трубами, забойное давление можно определять расчетным путем по давлению на устье НКТ при закачке через кольцевое затрубное пространство, или по давлению на устье затрубного пространства при закачке через НКТ.

Исследование скважин методом восстановления давления

Данные исследования проводятся в виде разовых исследований по всем новым добывающим и нагнетательным скважинам, а также

скважинам, вышедшим из ремонта, и систематически по действующим нагнетательным и добывающим скважинам не реже одного раза в два года. Кривые восстановления давления должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных или дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. При невозможности использования глубинных манометров вместо КВД регистрируются кривые восстановления уровня (КВУ) с помощью эхометрирования или геофизических методов (ГГК, НГК, ИКТ). Исследование скважин методом восстановления давления включает одновременно и измерение забойного и пластового давления.

По скважинам, вскрывающим многопластовые объекты, когда они оборудованы (или могут быть оборудованы) для исследования глубинными приборами, исследования методом восстановления давления должны проводиться геофизической службой одновременно с исследованиями профиля притока (поглощения).

Исследования методом установившихся отборов

Данные исследования должны проводиться как разовые по всем новым скважинам, а также по действующим скважинам до и после ремонтов (ГТМ), связанных с изменением состояния призабойной зоны, так и систематически - по действующим добывающим и нагнетательным скважинам не реже одного раза в два года.

Измерения пластовых и забойных давлений в процессе исследований методом установившихся отборов, когда это технически возможно, должны производиться с помощью глубинных манометров, а по скважинам, вскрывающим многопластовые объекты, после их освоения, затем систематически должно предусматриваться послойное изучение продуктивности вскрытых пластов (с применением глубинных дебитомеров, влагомеров и геофизических приборов).

При технической невозможности использования глубинных при-

боров пластовое и забойное давления должны определяться по данным замеров статических и динамических уровней, исследование методом установившихся отборов проводится в целом по скважине (без послойного изучения).

Исследования профиля притока, состава жидкости по стволу скважины, определение источников и интервалов обводнения пластов, вскрытых перфорацией

Эти исследования должны осуществляться как разовые по всем новым добывающим скважинам и после ремонтов, связанных с воздействием на призабойную зону, так и систематически по добывающим скважинам, оборудованным для производства глубинных измерений, не реже одного раза в год.

Эти исследования могут проводиться в сочетании с исследованиями методом установившихся отборов и восстановления давления, но могут и самостоятельно. При этом используются методы глубинной дебитометрии, влагометрии и комплекс других геофизических методов, включающий плотнометрию, резистивиметрию, импульсные нейронные методы, ГК, радиоизотопные приборы ЭРИ, РОС и др.

Исследования профиля поглощения

Исследования проводятся разовые по всем новым нагнетательным скважинам, а также скважинам до и после проведения на них ремонтов (ГТМ), связанных с изменением состояния призабойной зоны, и систематические - по работающим нагнетательным скважинам не реже одного раза в полугодие.

Данные исследования так же, как и изучение профилей притока должны совмещаться во времени с исследованиями нагнетательных скважин методами установившихся отборов и восстановления давления.

В процессе исследований используются методы глубинной расходометрии, термометрии, ГК и др.

Определение пластовой температуры

Пластовая температура определяется разовыми исследованиями во всех новых скважинах и систематическими не реже одного раза в полугодие по скважинам всех категорий, включенным в опорную сеть.

Контроль положения водонефтяного контакта и изменения текущей нефтенасыщенности пласта

Контроль осуществляется с помощью комплекса геофизических методов по наблюдаемым скважинам и скважинам опорной сети (в неперфорированных интервалах) не реже одного раза в полугодие. Комплекс включает импульс-нейтронные методы, термометрию, гамма-каротаж. В качестве дополнительных могут быть также использованы стационарные нейтронные методы и акустические методы.

Контроль положения газонефтяного контакта и оценка изменения нефтегазонасыщенности в продуктивном интервале

Контроль и оценка должны осуществляться геофизическими методами по наблюдательным скважинам опорной сети не реже одного раза в полугодие. Комплекс геофизических методов включает стационарные нейтронные методы (НГК, НКт), импульсные нейтронные методы и гамма-метод.

Отбор и химический анализ проб попутной воды

Отбор проб попутной воды должен осуществляться по всем обводненным добывающим скважинам не реже одного раза в квартал.

При анализе контролируется солевой состав воды и плотность.

Отбор глубинных проб нефти на физико-химический анализ и изучение КСП

Отбор глубинных проб нефти и их последующий анализ должны осуществляться по специально выделенным опорным скважинам, общее количество которых должно составлять не менее 5 % от всего фонда добывающих скважин.

Анализ закачиваемой воды на содержание КВЧ, окиси железа, нефтепродуктов

Данный анализ должен осуществляться не реже одного раза в 3 дня (по пробам на кустовых насосных станциях).

Профилактическое обследование технического состояния обсадных колонн

Профилактическое обследование должно осуществляться по фонду действующих нагнетательных скважин один раз в год. При обследовании выявляются места повреждения колонн, состояние цементного кольца и местоположение заколонных перетоков. При этом используется комплекс геофизических методов, включающий термометрию, гамма-каротаж, гамма-гамма-цементометрию и др.

Помимо перечисленных выше исследований и измерений в зависимости от особенностей геофизического строения разрабатываемых объектов, определяющих условия эксплуатации скважин, в обязательные комплексы следует включать:

1) определение предельного безводного дебита (в условиях образования водяных конусов). Эти исследования должны совмещаться с исследованиями скважин методом установившихся отборов;

2) определение предельного безгазового дебита (в условиях образования и возможности прорыва газового конуса). Эти исследования также должны совмещаться с исследованиями и методом установившихся отборов;

3) определение оптимального дебита скважин в условиях разрушения породы-коллектора (также совмещается с исследованием методом установившихся отборов);

4) профилактический контроль положения песчаных пробок;

5) отбор и химический анализ поверхностных проб нефти (для определения товарных качеств нефти, контроля изменения содержания сероводорода, контроля разработки объектов по изменению свойств добываемой нефти и др.);

6) отбор и физико-химический анализ проб попутного газа (для определения его товарных качеств, контроля процесса разработки и др.);

7) исследование зависимости дебита скважины от расхода рабочего агента (при газлифтной эксплуатации). Такие исследования следует проводить на газлифтных скважинах не реже одного раза в квартал в сочетании с работами по определению местоположения и исправности пусковых клапанов и др.;

8) другие виды исследований, необходимость в которых обоснована в проектных документах на разработку объектов или в специальных работах по анализу и контролю разработки залежей.

II.3. Интерпретация результатов комплексных исследований по контролю процессов разработки

Наиболее эффективно задачи контроля разработки могут решаться на основе комплексного анализа геологических данных и данных методов контроля.

Геологическая информация постоянно накапливается и уточняется в процессе разбуривания и исследования разрабатываемого месторождения (залежи). Она включает сведения по каждой пробуренной скважине о геологическом строении залежи (характеристика пород разреза, их глубина залегания, строение и мощность

продуктивных отложений, коллекторские свойства, нефтенасыщенность и т.д.), о начальных термобарических условиях продуктивных пластов и свойствах нефти, газа и воды и о технической конструкции скважины (глубина пробуренного и искусственного забоя, размер обсадных колонн, глубина интервала перфорации и тип примененного перфоратора, глубина подвески и диаметр насосно-компрессорных труб и т.д.).

Информация по контролю за разработкой накапливается в результате проведения комплекса промысловых, гидродинамических и геофизических исследований и измерений в скважинах, как системных, так и разовых. Она включает сведения о выработке и обводнении продуктивного разреза и других характеристик процесса разработки, получаемые при исследовании открытого ствола бурящихся на разрабатываемых участках скважин. Непременным условием проведения анализа является создание четкой модели геологического строения продуктивных пластов на основе проведения детальной корреляции разрезов скважин и использования текущей информации о работе пластов, их давления, характера насыщения и т.д. В свою очередь, эти текущие данные, отнесенные к достоверной геологической модели, дают возможность получения объективных и достаточно полных сведений о ходе и полноте выработки запасов нефти.

Таким образом, геолого промысловый анализ при контроле за разработкой нефтяных месторождений является комплексной задачей. Он требует использования многочисленных и разнообразных материалов геологических, промысловых, гидродинамических, геофизических и гидрогеологических исследований и измерений в скважинах, которые необходимо сопоставить между собой, отобрать достоверные и обобщить в масштабе всей залежи и месторождения.

Данные о дебите, обводненности, газовом факторе и примесс-

тости систематизируются и обобщаются в масштабе всего месторождения (залежи) в виде карт текущего состояния разработки. Эти карты составляются ежеквартально или один раз в полугодие. Для их построения на плане расположения добывающих и нагнетательных скважин вокруг каждой скважины наносят в соответствующем масштабе круги, площадь которых пропорциональна дебиту и приемистости скважин. У добывающих скважин в виде сектора указывается обводненность (1% обводненности - 3,6°). Для наглядности сектор обводненности и круги приемистости добывающих скважин раскрашиваются в голубой цвет, круги дебита нефти - в коричневый. В случае необходимости, особенно для залежей с режимом газовой шапки и растворенного газа, у добывающих скважин помечается газовый фактор, причем особенно выделяются скважины с резко увеличенным газовым фактором. Иногда наряду с картой текущего состояния разработки составляется карта суммарных отборов и закачки. Ее построение аналогично карте текущего состояния разработки. Эти карты в сочетании с картой изобар, отражающей пластовое давление, дают наглядное представление о текущем состоянии разработки объекта и используются для оперативного руководства работой нефтедобывающих предприятий, установления норм отбора нефти и закачки воды, краткосрочного планирования добычи нефти, газа и попутной воды, планировании проведения геолого-технических мероприятий и т.д.

На основе определенных пластовых давлений по скважинам один раз в квартал или в полугодие составляют карты пластового давления, или карты изобар. Для построения карт изобар на избранную дату следует использовать замеры давления, максимально приближенные по времени к дате составления карты. В скважинах, где замер давления осуществлен задолго до составления карты, пластовое давление рассчитывают путем экстраполяции замеренного значения в соответствии с тенденцией изменения пластового давления

по предыдущим замерам или по соседним скважинам, причем следует избегать слишком далекой экстраполяции, чтобы не допустить грубых ошибок. При экстраполяции необходимо учитывать изменения отборов и закачки, которые могут существенно повлиять на величину пластового давления.

Карты изобар дают нагладное представление о состоянии пластового давления в целом по залежи и ее участкам. Совместно с картой текущего состояния разработки они позволяют выявлять степень влияния закачки воды и отбора жидкости на эффективность процесса разработки, принимать решения по перераспределению отборов и закачки на площади залежи, управлять процессом разработки. Кроме того, с помощью карт изобар можно определять фильтрационные параметры пластов, выявлять характеристики законтурной области при разработке залежей в условиях упругого режима, прогнозировать перемещение контуров нефтеносности, составлять прогнозы поведения давления на будущее. Карты изобар дают возможность определять среднее пластовое давление залежей, знание которого необходимо для подсчета запасов нефти методом материального баланса и запасов газа методом падения давления. Таким образом, контроль за состоянием пластового давления разрабатываемых залежей и систематическое составление карт изобар - это чрезвычайно важный элемент геологопромыслового анализа разработки нефтяных и газовых месторождений.

Вторым составляющим элементом энергетических условий разрабатываемых пластов является забойное давление в действующих скважинах.

И наконец, третьим элементом, характеризующим энергетическое состояние залежей, следует считать изменение температуры пластов. Карты изменения температуры также важный элемент контроля состояния разработки месторождения.

Контроль за перемещением водонефтяного и газонефтяного контактов и заводнением нефтяных пластов - одна из важнейших и самых сложных проблем рациональной разработки нефтяных месторождений, особенно в условиях применения искусственного заводнения. Он включает выяснение путей и скорости движения пластовой и закачиваемой воды, определение степени вытеснения нефти из промытых водой пластов, прослеживание перемещения газонефтяного контакта, оценку влияния тех или иных особенностей геологического строения залежей и применяемой системы разработки на полноту выработки запасов и принятие мер по повышению конечного коэффициента нефтеотдачи. Главной информацией для решения этих вопросов служат количественные определения коэффициентов нефтенасыщенности всех пластов-коллекторов в разрезах скважин, высотные отметки положения водонефтяного контакта в различных участках залежи, выделение нефтеносных, водоносных и обводненных пластов в разрезах скважин, степени обводненности продукции добывающих скважин, химический состав и минерализация попутных вод и др. Для газонефтяных залежей к этому перечню добавляется определение газонасыщенности пород и высотных отметок газонефтяного контакта.

Сопоставляя начальную и текущую нефтенасыщенность пластов, обводненных в процессе разработки, вычисляют коэффициент вытеснения для данного пласта η по формуле

$$\eta = \frac{K_н - K_{нт}}{K_н} \qquad (II.1.)$$

где $K_н$ и $K_{нк}$ - коэффициенты соответственно начальной и текущей нефтенасыщенности пласта.

Полученная таким образом величина ближе всего отвечает коэффициенту вытеснения нефти водой при определенной стадии промывки пласта. Имея ряд значений во времени коэффициента текущей нефтенасыщенности и соответствующих величин коэффициента нефте-

отдачи, по стабилизировавшемуся его значению можно судить о конечном коэффициенте вытеснения в результате значительной промывки водой. Располагая такими данными по пластам различной проницаемости, имеется возможность составить представление о коэффициенте вытеснения нефти во всем объеме залежи. Однако необходимо ясно представлять, что фактический коэффициент нефтеизвлечения залежи может быть гораздо меньше этой величины вследствие неполного охвата объема залежи.

При соотношении вязкостей нефти и воды 1÷2,5 неоднородность пластов начинает влиять на перемещение ВНК достаточно существенно.

Если в монолитных однородных пластах сохраняется возможность построения карт текущей поверхности ВНК, то в расчлененных и неоднородных продуктивных пластах наблюдается неравномерное продвижение воды. Характерно опережающее проникновение воды по наиболее проницаемым пропласткам и наличие невырабатываемых целиков нефти, особенно в водонефтяной зоне. Контроль этих особенностей процесса следует уделять особое внимание.

Наиболее сложный характер приобретает перемещение ВНК и контуров нефтеносности при соотношении вязкостей нефти и воды более 2,5. Даже в монолитных, макроднородных пластах при таком соотношении вязкостей происходит избирательное опережающее обводнение одних интервалов и существенное отставание перемещения контурной воды по другим интервалам пластов. Построить карту поверхности текущего ВНК обычно затруднительно, в разрезах обводненных скважин остаются нефтеносные интервалы, которые могут располагаться выше, ниже и между обводненными интервалами. В процессе разработки происходит увеличение размеров водонефтяной зоны, охват залежи заводнением невысок и значительно осложнены условия выработки запасов, особенно вблизи кровельной

части пласта.

При внутриконтурном заводнении значительно возрастает разнообразие условий перемещения закачиваемой воды. При соотношении вязкостей нефти и воды менее 2,5 обычно происходит близкое к поршневому вытеснение нефти водой, практически вся мощность пласта охватывается заводнением. При соотношении вязкостей более 2,5-3 начинает резко сказываться различие проницаемостей по пропласткам или внутри монолитных пластов, фронт вытеснения продвигается отдельными языками, прорываясь далеко вперед по высокопроницаемым выдержанным пластам или пропласткам и отставая в низкопроницаемых пластах.

Для определения охвата залежи заводнением и построения карт перемещения фронта закачиваемых вод используется полный комплекс промысловых, гидродинамических, геофизических и лабораторных данных. Следует учитывать, что на практике далеко не по всем скважинам можно провести необходимые исследования и выделить обводненные интервалы. В этих условиях большую роль играет геологическое обобщение всех имеющихся фактических материалов с учетом состояния разработки и особенностей строения каждого пласта, для чего на карты распространения коллекторов наносят начальное положение контуров нефтеносности , показывают мощность нефтенасыщенной части пласта в водонефтяных зонах и выделяют участки со сходными условиями залегания нефти и системой воздействия. Условными обозначениями наносят объемы отбора нефти и вероятное положение фронта закачиваемой воды, рассчитанное в соответствии с объемом закачки, емкостными свойствами пород и исходя из предположения, что происходит вытеснение нефти по всей мощности пласта. Далее карты нефтенасыщенной мощности корректируют по результатам фактических замеров положения ВНК и интервалов обводнения. Привлекая дополнительно материалы по обводненности

продукции, изменению состава попутной воды и давлениям по тем скважинам, где нет прямых замеров интервалов обводнения, анализируя их и корректируя между собой, добиваются максимальной сходимости всех данных. Затем выявляют общие закономерности характера заводнения в пределах каждого участка, выделенного по условиям залегания нефти и системе воздействия. Закономерности, установленные по нескольким скважинам, можно распространить на соседние скважины участка, по которым нет данных о заводнении пластов.

Такой анализ оказывает неоценимую помощь в прогнозе дальнейшего развития процесса заводнения и продвижения фронта вытеснения к новым, пока еще безводным скважинам. Он же дает возможность выявить застойные участки, где сохраняются неизвлекаемые запасы нефти, и наметить мероприятия по вовлечению их в разработку. Кроме того, материалы этого анализа позволяют составить карту мощности заводненной части пласта и судить о коэффициенте нефтеотдачи заводненной зоны, что позволяет делать выводы об эффективности применяемой системы разработки.

При разработке нефтегазовых залежей к необходимости контроля за заводнением нефтяных пластов добавляется необходимость контроля за перемещением газонефтяного контакта.

Обработка материалов по контролю за перемещением ГНК сводится к следующему. Материалы замеров положения ГНК представляются в виде графиков изменения во времени положения ГНК по всем скважинам. По ним рассчитывается скорость перемещения ГНК и выявляются участки с аномально низкими и аномально высокими скоростями. Эти материалы используются при оперативном анализе состояния разработки залежи и выработке мероприятий по регулированию разработки.

При существенном расширении газовой шапки для залежей с газонапорным режимом через определенные промежутки времени

(обычно через год-два) строят карты мощности пород, занятых расширяющейся газовой шапкой, и по балансу начальных запасов нефти, содержавшихся в этих породах, и добытой нефти за счет расширения газовой шапки оценивают коэффициенты нефтеотдачи загазованной зоны. Если определены коэффициенты и газонасыщенности этих пород, то можно оценивать коэффициент вытеснения нефти газом по формуле

$$K_{выт.г} = K_г / K_н \qquad (II.2)$$

где $K_г$ – коэффициент газонасыщенности ранее нефтеносных пород под ГНК, занятых газом.

$K_н$ – начальная нефтенасыщенность этих пород.

Эти материалы позволяют оценивать эффективность разработки залежи и судить о конечных извлекаемых запасах нефти.

Коэффициент охвата продуктивных пород воздействием вытесняющего агента (обычно закачиваемой воды) представляет собой отношение объема продуктивных нефтенасыщенных пород, испытывающих влияние вытесняющего агента, к суммарному объему этих пород. В разрезе каждой скважины коэффициент воздействия определяется как отношение мощности пластов, подвергающихся воздействию, к суммарной нефтеносной эффективной мощности. Степень воздействия является определяющим фактором эффективности применения большинства современных систем разработки и достижения максимальной нефтеотдачи залежей. Контроль за полнотой охвата и проведением геолого-технических мероприятий по увеличению охвата продуктивных пластов воздействием является важной задачей геологопромыслового анализа.

Контроль за коэффициентом охвата залежи заводнением сравнительно просто осуществлять для однопластовых залежей, где можно не учитывать характер охвата по мощности и достаточно ограничиться только площадной картиной. Состояние выработки запасов в

в этом случае характеризуется дебитом скважин и суммарной добычей нефти. Зная текущие отборы и накопленную добычу нефти по участку залежи или группе скважин, можно проводить сопоставление состояния разработки участков по текущему темпу отбора запасов и текущей нефтеотдаче. На основе такого сопоставления можно определить, какие из участков залежи разрабатываются недостаточными темпами, и наметить мероприятия по интенсификации их разработки.

О степени воздействия на однопластовую залежь можно судить также по состоянию пластового давления, изменению дебитов и условий эксплуатации скважин. Такое воздействие будет достаточным на участках залежи со стабильным или растущим пластовым давлением на участках со снижающимся пластовым давлением, уменьшающимися дебитами и устьевыми давлениями скважин, где приходится переходить на насосный способ эксплуатации скважин, влияние закачки недостаточно.

Таким образом, сопоставляя между собой карты изобар на ряд последовательных дат и анализируя изменение пластового давления по участкам во времени, имеется возможность судить о степени влияния закачки, выявлять участки, где пластовое давление снижается, и намечать мероприятия по усилению влияния закачки, по повышению коэффициента охвата залежи воздействием. По картам изобар нередко выявляются случаи экранирования давления от закачки ближайшими добывающими скважинами, в результате чего более удаленные участки не получают достаточного давления. Обеспечить усиление влияния закачки на такие участки можно либо общим увеличением объема закачки, либо сокращением отбора из ближайших скважин, экранирующих влияние нагнетания.

Кроме карт изобар И.П.Чоловским и М.М.Ивановой было предложено использовать карты влияния закачки, на которых указывают несколько зон различного влияния закачки. В качестве критерия

выделения этих зон обычно используются эксплуатационные характеристики добывающих скважин. Например, если система разработки предусматривает фонтанную добычу нефти, то обычно довольно уверенно выделяются три зоны различного влияния закачки: I) зона активного влияния закачки, где обеспечивается устойчивое фонтанирование скважин; 2) зона ослабленного влияния закачки, где скважины эксплуатируются механизированным способом; 3) зона практического отсутствия влияния закачки, где в механизированных скважинах происходят постоянное снижение дебитов и пластового давления.

Для построения карт влияния закачки указанные зоны наносят на карту распространения различных типов коллекторов или на карту гидропроводности. Кроме того, удобно наносить ориентировочную площадь, занятую закачиваемой водой. Эта площадь по каждой скважине определяется по формуле

$$S = Q \cdot h \cdot m \cdot K_н \cdot \eta, \qquad (II.3)$$

где Q – объем воды, закачанной через данную нагнетательную скважину;

h – средняя толщина пласта в районе, предположительно занятом закачанной водой; $K_н$ – коэффициент нефтенасыщенности;

$K_и$ – предполагаемый коэффициент нефтеотдачи промытой части пласта.

Площадь, занятая закачиваемой водой, должна уточняться по промысловым и геофизическим данным.

После нанесения на карту распространения типов пород (или гидропроводности) площадей, занятых закачанной водой, достаточно наглядно видно, где может и где не может проявляться активное влияние закачки. Зоны активного влияния закачки имеют прямую

гидродинамическую связь с нагнетательными скважинами. На тех участках, где нет закачки воды или между линией нагнетания и зоной отбора имеется барьер проницаемости, трудно ожидать активного влияния закачки. В связи с этим целесообразно разделить весь объем коллекторов залежи на три группы по условиям их залегания относительно нагнетательных скважин.

Группа I – коллекторы, развитые без разрыва сплошности как в зоне нагнетательных, так и в зоне добывающих скважин. По таким коллекторам осуществляется прямая гидродинамическая связь зоны эксплуатации с нагнетательными скважинами, активно передается влияние закачки. Увеличить воздействие можно путем увеличения объема нагнетания в существующие скважины.

Группа II – коллекторы, развитые только в зоне отбора. Воздействие на них нельзя осуществить через имеющиеся нагнетательные скважины, требуется либо бурение новых нагнетательных скважин, либо перевод под закачку части добывающих скважин.

Группа III – коллекторы, развитые только в зоне нагнетательных скважин и не вскрытие добывающими скважинами. Такие коллекторы образуют тупиковые зоны и для выработки их запасов необходимо бурение добывающих скважин.

Материалы об объеме закачки, распространении типов коллекторов и их взаимосвязи с линиями нагнетания дают возможность делать предварительные выводы о степени влияния закачки на тот или иной участок залежи. Эти выводы уточняются по состоянию и динамике изменения пластового давления, дебитов и способов эксплуатации скважин. Комплексный анализ всех этих данных с учетом особенностей геологического строения залежи, распространения коллекторов различной продуктивности, взаимосвязи с нагнетательными скважинами и объемов нагнетания позволяет решить, к какой из зон с различной степенью влияния закачки относится каждая из рассматриваемых добывающих скважин, и проводить обоснованные границы зон.

Для получения количественных данных об охвате пласта влиянием закачки необходимо производить подсчет запасов нефти в пределах каждой из выделенных зон.

Задача контроля за охватом залежей воздействием значительно осложняется, если продуктивный горизонт состоит из отдельных, в той или иной степени изолированных друг от друга пропластков, если в один объект разработки объединено несколько пластов. В этих условиях, из-за различия коллекторских свойств различных пропластков влиянию закачки подвержена только часть эффективной мощности, и степень воздействия по каждому из пропластков может сильно разниться. Обычные замеры пластового давления, дебитов и приемистости скважин, вскрывающих многопластовые объекты, не дают ответа о работе отдельных пластов и пропластков, поскольку измеренное давление обычно соответствует давлению в том пласте, где оно наиболее высоко, а дебит (приемистость) скважины складывается из дебитов (приемистости) нескольких работающих пластов. Основной задачей контроля за охватом воздействия многопластовых залежей является выяснение работающих (отдающих нефть и воду в добывающих скважинах и принимающих воду в нагнетательных скважинах) и неработающих пластов в разрезе каждой скважины. Более углубленное изучение этого вопроса требует также выяснения количественных характеристик работающих пластов – их индивидуального дебита (приемистости) и состава (содержания воды) притекающих флюидов из каждого пласта. На решение этих сложных задач направлено большинство современных методов контроля разработки.

Для обоснованной оценки степени охвата многопластовой залежи воздействием обычно недостаточно использованы результатов исследования скважин. Всегда имеются скважины, где по тем или иным причинам не проведены эти исследования. Кроме того, они

дают информацию только в масштабе данной скважины. Для выявления охвата воздействием полного объема залежи необходим синтез всех материалов, включая данные об особенностях геологического строения объекта разработки, данные эксплуатации скважин и залежи в целом, данные об закачке воды и все материалы по исследованию пластов в скважинах различными методами. Методика такого обобщающего синтеза зависит от конкретных условий каждого месторождения. Однако накопленный опыт проведения подобных работ позволяет наметить некоторые общие методические приемы, которые можно использовать для большинства многопластовых объектов разработки.

Прежде всего должна быть создана геологическая основа анализа. Для этого путем детальной послойной корреляции продуктивный горизонт расчленяется на отдельные пласты и пропластки. В зависимости от степени разобщенности этих пластов и пропластков, от условий их работы в добывающих и нагнетательных скважинах и от их выдержанности по площади принимается решение о количестве и границах выделяемых для анализа пластов. Производится индексация пластов и подчиненная индексация всех пропластков, отнесенных к каждому пласту. Для каждого пласта, рассматриваемого как самостоятельный, строятся пластовые карты, где обязательно указываются границы распространения коллекторов разной продуктивности, границы зон развития неколлекторских пород и границы зон слияния данного пласта с вышележащим и нижележащим пластами. На картах с этими границами могут быть представлены данные о мощности, гидропроводности и других физических свойствах пласта, которые изображаются в виде изолиний.

Следующий этап - обобщение всех материалов о работе пластов и скважин с учетом технического состояния скважин. Полезно разделить имеющиеся материалы по степени их надежности на три

группы и начинать работу с наиболее достоверных данных.

К первой группе (наиболее надежных) материалов относятся данные по скважинам, в которых перфорирован только один какой-либо пласт. Вся информация о работе скважин (дебит или приемистость, обводненность продукции, пластовое и забойное давления) соответствует работе данного пласта. Обработка такой информации не требует специальных приемов и осуществляется наиболее просто.

Ко второй группе (менее достоверных) материалов относятся данные по скважинам, где перфорировано два и более пластов, но работает (отдает нефть или принимает воду) только один пласт. Достоверность материалов этой группы зависит от степени надежности определения того, что работающим является только один пласт. С течением времени, изменением условий разработки и проведением мероприятий по вовлечению в разработку ранее неработавших пластов скважины этой группы могут переходить в третью группу, где работает несколько пластов. Поэтому необходим постоянный контроль за работой таких скважин. Он несколько облегчается тем, что для решения вопроса о количестве работающих пластов в данной скважине можно привлекать широкий круг не только прямых методов исследования скважин, в том числе и таких, которые дают лишь качественный ответ – работает или не работает данный пласт (термометрия, термокондуктивная дебитометрия, метод меченого вещества), но и косвенных методов.

Эти косвенные методы основаны на сопоставлении особенностей геологического строения объекта разработки с работой пластов и скважин. Прежде всего выясняется соответствие перфорированных пластов в добывающих и нагнетательных скважинах. В условиях заводнения вытеснение нефти происходит из тех пластов, куда поступает закачиваемая вода. Поэтому если в нагнетательных скважинах

отсутствует или не перфорирован какой-либо пласт, то можно полагать, что он не будет работать и в соседних добывающих скважинах, даже если он там перфорирован. Затем изучаются материалы по взаимодействию добывающих и соседних нагнетательных скважин, которые играют большую роль в выяснении охвата залежи воздействием. Судить о взаимодействии скважин позволяют результаты анализа изменений дебитов и давлений в добывающих скважинах во времени, а также сопоставление их с изменением режима работы и остановок нагнетательных скважин. Различия в характере разрезов скважин, наличие или отсутствие взаимодействия соседних скважин, позволяют достаточно уверенно судить о том, какие из пластов разреза рассматриваемой скважины принимают участие в работе, а какие нет. Обычно в промысловой практике называют одноименными те пласты, которые вскрыты в разрезе как добывающей, так и нагнетательной скважины, а разноименными - пласты, вскрытые только в одной из этих скважин. Если в разрезах рассматриваемых скважин перфорированы и одноименные, и разноименные пласты, но добывающая скважина не реагирует на закачку воды, то это означает, что в нагнетательной скважине одноименные пласты воду не принимают. Если же взаимодействие существует, то нет сомнения, что в нагнетательной скважине принимают воду один или несколько одноименных пластов.

К третьей группе наименее достоверных материалов относятся данные по скважинам, в которых одновременно работают два и более пластов. Чем больше пластов совместно участвуют в работе, тем ниже достоверность получаемых данных. Основной задачей при анализе работы скважин третьей группы является количественное определение дебита (приемистости) каждого работающего пласта. В начале анализа эта задача решается на качественном уровне -

определяется, какие из перфорированных пластов работают, а какие нет, а затем уже производится количественное распределение дебитов между пластами. При этом используются все данные прямых методов, широко привлекаются косвенные способы оценки вероятных дебитов и приемистости пластов.

Для эффективного применения косвенных методов желательно производить анализ работы скважин по участкам, характеризующимся сравнительной однородностью геолого-физических свойств пластов и условий разработки. На каждом участке в качестве основных данных принимаются материалы прямых методов определения дебитов пластов и данные по скважинам первой и второй группы (где работает только один пласт). На основе этих материалов можно достаточно точно оценить продуктивность, средний дебит (приемистости), пластовое давление, обводненность и другие характеристики каждого пласта. Желательно, чтобы эти параметры в пределах каждого участка были близки между собой и согласовались друг с другом независимо от того, какая информация использована для их определения. Существенное расхождение между средними данными, полученными по скважинам первой и второй групп, и полученными прямыми измерениями глубинными приборами в скважинах третьей группы обычно свидетельствуют о том, что распределение добычи (приемистости) между пластами произведено неправильно.

При распределении добычи и закачки между пластами необходимо учитывать соотношение накопленной добычи и закачки по каждому пласту и условия работы скважин. При значительном дефиците в закачке пластовое давление будет снижено, и пласт в большинстве скважин либо совсем не будет отдавать нефть, либо будет эксплуатироваться с невысокими дебитами. Напротив, при превышении закачки над отбором скважины устойчиво фонтанируют даже при высокой обводненности продукции. Несоответствие между балансом закачки и отбора и условиями работы скважин из данного пласта, свидель-

ствует о неправильном распределении закачки воды и добычи жидкости между пластами многопластового объекта разработки.

Комплексное использование всех указанных выше методических приемов позволяет распределить добычу нефти и закачку воды между работающими в скважине пластами, выделить нерабочающие пласты и использовать эти данные для оценки степени охвата запасов каждого из пластов воздействием. Для наглядного изображения по каждому пласту строятся карты влияния закачки, где условными знаками выделяются зоны различного влияния закачки. Обычно можно выделить три таких зоны: I) зона активного влияния закачки, где обеспечивается устойчивая работа добывающих скважин с высокими дебитами, обычно фонтанным способом. Сюда же следует относить скважины, переведенные на механизированный способ эксплуатации или снизившие фонтанный дебит вследствие высокого обводнения; 2) зона ограниченного влияния закачки, где преобладают скважины механизированного фонда, которые работают достаточно устойчиво со средними дебитами; 3) зона отсутствия или очень малого влияния закачки, где скважины эксплуатируются с малыми дебитами I–3 т/сут механизированным способом, а пластовое давление снижается.

Выделить зоны, где пласт совсем не работает, бывает затруднительно ввиду отсутствия надежной промысловой информации по малодебитному фонду скважин.

Карты зон влияния закачки составляются на основе карт распространения коллекторов различной продуктивности. При их построении необходимо учитывать следующие обстоятельства. Если влияние закачки не ощущается на каком-либо участке однопластового объекта, то при механизированной добыче его запасы все же вырабатываются при режиме истощения. В многопластовом же объекте, если один из пластов не получает пополнения энергии от закачки,

то его давление быстро снижается до уровня забойного давления других пластов, испытывающих влияния закачки, и его запасы практически не вырабатываются.

В пределах каждой из зон различного влияния закачки могут быть подсчитаны запасы нефти, и затем определена доля запасов, в разной степени подвергнутых различному влиянию закачки. Такие данные дают очень наглядное представление об охвате запасов воздействием о состоянии разработки многопластового объекта. Степень охвата пластов влиянием закачки в значительной степени зависит от особенностей их литологического строения. Наилучший охват характерен для однородных выдержанных пластов, распространенных как в зоне нагнетания, так и в зоне отбора. Прерывистые неоднородные пласты обычно имеют наименьший охват влиянием закачки. Для пластов с полосообразным развитием коллекторов охват воздействием зависит от пространственной ориентации линий разрезания. Если они проходят вкрест простиранию песчаных полос, то охват будет существенно выше, и чем если линии разрезания вытянуты вдоль полосы развития коллекторов. При линейном размещении нагнетательных скважин слабо охватываются воздействием линзовидные пласты.

Показатель охвата запасов пластов воздействием, определенный по картам влияния закачки, отражает эффективность применяемой системы разработки. Чем выше охват, тем эффективнее система. Кроме того, этот показатель позволяет обосновывать различные геолого-технические мероприятия по улучшению условий разработки и повышению конечного коэффициента нефтеотдачи. Наконец, изменение величины охвата пластов воздействием во времени можно объективно судить об эффективности осуществленных геолого-технических мероприятий по совершенствованию систем разработки.

Несмотря на большую информативность и ценность показателя охвата запасов воздействием нагнетаемой воды, обычно его следует дополнять показателем темпа отбора запасов (годовой отбор нефти по отношению к начальным извлекаемым запасам). Эта необходимость вызвана тем, что на практике встречаются случаи, когда охваченные активным воздействием запасы вырабатываются недостаточно интенсивно в силу различных причин (высокая степень обводненности продукции, неполное обустройство промысла и т.д.). Темпы отбора запасов разных пластов многопластовых объектов разработки, как правило, неодинаковы.

Определение степени охвата пластов воздействием, обобщенное в виде попластовых карт влияния закачки, и выяснение темпов отборов нефти по каждому пласту являются очень важным элементом геолого-промыслового анализа разработки нефтяных месторождений. Эти материалы позволяют наиболее обоснованно выбирать геолого-технические мероприятия по совершенствованию систем разработки, а главным условием совершенствования систем разработки с заводнением и достижения высокого коэффициента нефтеотдачи считается повышение охвата воздействием продуктивных пластов. Для этого необходимо установить зоны и участки пластов, на которые закачка не влияет ограниченно, и организовать воздействие на них путем создания новых линий разрезания, очагов заводнения, осуществления раздельной закачки по пластам или пачкам пластов, подключения к работе непринимающих воду пластов и т.д.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

Стр.

I. Цели и задачи контроля разработки нефтяных месторождений 2

2. Общая характеристика методов исследований, применяемых при контроле процессов разработки 5

2.I. Гидродинамические методы исследований пластов и скважин 6

2.I.I. Метод установившихся отборов 6

2.I.2. Метод восстановления давления 7

2.I.3. Метод исследования взаимодействия скважин 8

2.2. Промыслово-геофизические методы исследования скважин 9

2.2.I. Радиоактивные методы 11

2.2.2. Методы расходометрии 13

2.2.3. Методы исследования состава жидкости в стволе скважины 13

2.2.4. Термометрия 14

2.2.5. Локация муфт и интервалов перфорации 15

2.2.6. Опробователи пластов 15

2.2.7. Испытатели пластов на трубах 16

2.2.8. Методы контроля технического состояния скважин 17

2.3. Лабораторные методы 18

3. Контроль продукции добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин 19

3.I. Определение дебита нефти, попутной воды и газа по добывающим скважинам и приемистости

нагнетательных скважин по результатам поверхностных измерений 19
3.I.I. Определение дебита жидкости добывающих скважин 19
3.I.2. Определение обводненности продукции добывающих скважин 21
3.I.3. Определение дебита попутного газа 22
3.I.4. Определение приемистости водонагнетательных скважин 22
3.2. Выделение работающих интервалов разреза в добывающих и нагнетательных скважинах 23
3.2 I. Расходометрия 23
3.2.2. Термометрия 28
3.2.3. Фотоколориметрия нефти и определение содержания микрокомпонентов в ней 34
3.2.4. Локация муфт и перфорированных интервалов 41
3.3. Определение интервалов обводнения и состава жидкости в стволе скважины 43
3.3.I. Выделение коллекторов, обводненных пластовой минерализованной водой в необсаженной скважине 43
3.3.2. Выделение коллекторов, обводненных пресными и слабоминерализованными водами в необсаженной скважине 43
3.3.3. Выделение интервалов обводнения и обводненных пластов в добывающих скважинах . 57
4. Контроль энергетического состояния залежи 78
4.I. Контроль пластовых и забойных давлений на скважинах 78

4.I.I. Определение забойного давления 78
4.I.2. Определение пластового давления 85
4.2. Контроль температурных процессов в пласте ... 90
5. Контроль выработки залежей нефти 96
5.I. Контроль текущего положения водонефтяного и газонефтяного контактов 96
5.I.I. Контроль за положением водонефтяного контакта 98
5.I.2. Контроль за продвижением закачиваемых вод 105
5.I.3. Контроль за продвижением газонефтяного контакта 111
5.2. Контроль текущей нефтенасыщенности пластов .. 113
5.2.I. Промыслово-геофизические методы 113
5.2.2. Гидродинамические методы контроля текущей нефтенасыщенности пластов, разрабатываемых при вытеснении нефти водой 122
5.2.3. Оценка нефтенасыщенности по кернам ... 145
5.2.4. Расчетная оценка текущей нефтенасыщенности 152
6. Контроль распределения фильтрационных потоков в пластах и границы внедрения вытесняющего агента .. 160
7. Контроль фильтрационных характеристик пластов и степени гидродинамического совершенства скважин .. 168
7.I. Технология проведения гидродинамических исследований на скважинах 168
7.2. Обработка результатов гидродинамических исследований 175

7.2.I. Обработка результатов исследований методом восстановления давления 175
7.2.2. Обработка результатов исследований скважин методом установившихся отборов 186
7.2.3. Обработка результатов исследования взаимодействия скважин 197
Контроль технического состояния скважин и технологических режимов работы скважинного оборудования 206
Контроль за изменением физико-химических свойств добываемых жидкостей и газа в пластовых и поверхностных условиях 218
9.I. Отбор проб и лабораторный анализ пластовой нефти 218
9.2. Технология отбора глубинных проб пластовой нефти 220
9.3. Отбор и анализ попутной воды 225
Контроль эксплуатационных скважин и пластов трубными испытателями многоциклового действия 229
IO.I. Технология проведения исследования скважин трубными пластоиспытателями 229
IO.2. Обработка результатов исследований скважин с применением трубных пластоиспытателей 235
IO.3. Отбор и анализ пластовых проб жидкости и газа с помощью трубных пластоиспытателей 238
Комплексные исследования для контроля процессов разработки 243
II.I. Принципы системного контроля 243
II.2. Обязательный комплекс исследований по контролю разработки нефтяных месторождений 245
II.3. Интерпретация результатов комплексных исследований по контролю процессов разработки 254

gost.e-ecolog.ru

ОНТИ ВНИИ Зак 198 Пр 95 А-16229 Подписано к печати 29.10.82