МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВСЕСОЮЗНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
им. академика А. П. КРЫЛОВА
ВНИИ

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО

ПО ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ, ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМ МЕТОДАМ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

РД-39-100-91

Москва 1991 г.

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ

им. академика А.П. Крылова

В Н И И

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ, ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМ МЕТОДАМ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.

РД-39-100-91

Москва 1990 г.

"Методическое руководство", составленное по заданию Министерства нефтяной промышленности, предназначено для использования специалистами производственных объединений, отраслевых и территориальных научно-исследовательских институтов, выполняющих работы по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим исследованиям нефтяных пластов, скважин и пластовых нефтей, подсчету запасов нефти, проектированию и контролю разработки нефтяных месторождений.

В "Методическом руководстве" отражено современное состояние НИР по контролю за разработкой нефтяных месторождений и учтены новые положения и методы, полученные и отработанные до настоящего времени на практике и в институтах отрасли: ВНИИ, ВНИИнефтепромгеофизике, ВНИПИтермнефть, АзНИПИнефть и др., а также в Московском институте нефти и газа им. И. М. Губкина, Институте проблем нефти и газа и Институте проблем глубинных нефтяных и газовых месторождений (ИПГНГМ АН Азербайджана) и других институтах.

В "Методическом руководстве" представлены методы гидродинамических, промыслово-геофизических и физико-химических исследований пластов, скважин и пластовых флюидов и методы контроля разработки нефтяных месторождений при заводнении, термическом и физико-химическом воздействии.

Составители:

Кузьмин В. М. , Свалов А. В. , Вахитов Г. Г. , Васильевский В. Н,
Заничковский Ф. М. , Китайгородский Н. С. , Вагин В. П. , Мамуна В. Н. ,
Зайцев С. И. , Злотникова Р. Б. , Ашмян К. Д. , Смирнов Ю. М. , Щербинин А. П. ,
Днепровская Н. И. , Блинов А. Е. , Гавура В. Е. , Щитов Б. В. , Тимофеев В. Г. ,
Кошляк В. А. , Рябов Б. М. , Арбузов В. М. , Портнов В. И. Абасов М. Т. ,
Азимов Э. Х. , Кулиев А. М. , Аллахвердиев В. Н. Маслов О. И. , Васильев М. М. ,
Гладильщикова С. В. , Ливада Г. М. , Чернов Б. С. , Чернов В. К. , Дуброва О. В. ,
Валуйский А. А. , Никитина Т. Б. , Якубсон К. И. , Бруслов Л. И. ,
Баренбаум А. А. , Одессер Ю. М. , Рябов В. Д. , Насруллаев И. А. , Гамидов Г. А. ,
Шелевой Н. Ш. , Кошко И. И.

Приняли участие:

Кузьмина Е. Ю. , Гетманенко В. В. , Галактионова И. К. , Куклев Д. А. , Мирошникова Н. Н. , Соболева Н. Г. , Шмелев Ю. А. , Агкасова Л. Г. Буряк Ж. Н. ,
Жалнина Т. И. , Зиновьева Л. В. , Маслова Г. Л. , Колесникова О. В. ,
Курносова Л. И. , Голыженкова С. В. , Долгина М. Г. , Путкарадзе Л. А. ,
Мамиев Г. М. , Джаруллаев Ш. А. , Гасанов И. Г. , Мамедов Ф. М. ,
Ибрагимов Т. , Сайкин Е. М. , Караева Н. Т. , Алиев Н. Ш. , Мамедкиримов В. И. , Поладов А. Р. , Велиев М. Н. , Ковалькова В. А. , Мамедов Г. А ,
Мирзалиева С. Р. Мамедова С. М

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО

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

РД 39-100-91

Приказом Министерства нефтяной промышленности срок введения установлен с 01.07.91г.

Настоящее "Методическое руководство" создано по заданию Миннефтепрома (Д. 88.035.90) в рамках "Программы работ по повышению эффективности разработки нефтяных и газонефтяных месторождений на XII пятилетку (1986-1990 г.г.)", постановление коллегии N45 от 28-29 ноября 1985г.

"Методическое руководство" составлено на основании НИР институтов Миннефтепрома: ВНИИ, ВНИИнефтепромгеофизика, ВНИПИтермнефть, АзНИПИнефть и др. и Московского института нефти и газа им. И. М. Губкина (МИНГ), Института проблем нефти и газа (ИПНГ), Института проблем глубинных нефтяных и газовых месторождений АН АзССР (ИПГНГМ).

В "Методическом руководстве" представлены гидродинамические промыслово-геофизические и физико-химические методы исследований

пластов и скважин по контролю разработки нефтяных месторождений при заводнении, тепловых и физико-химических методах воздействия на продуктивные пласты. Изложена методика и технология исследований скважин, описаны способы обработки и комплексной интепретации получаемых данных.

По сравнению с "Руководством", утвержденным в 1982 году, в настоящем "Методическом руководстве" большее внимание уделяется методам, позволяющим в процессе разработки определять параметры, характеризующие выработку нефтяных месторождений (определять текущую нефтенасыщенность продуктивных пластов на основе гидродинамических и промыслово-геофизических методов исследований пластов и скважин).

В "Методическом руководстве" также более полно представлены задачи, методика проведения и интерпретация физико-химических методов контроля, как неотъемлемой составной части общей системы контроля и управления разработки нефтяных месторождений. Физико-химический контроль состоит из этапов: 1) отбор проб флюидов и подготовка их к анализу; 2) анализ физико-химических свойств отобранных проб; 3) обработка и интерпретация результатов анализа. Все эти этапы отражены в данной работе. В связи с этим более широко представлен и раздел комплексного исследования пластовых нефтей.

В значительной степени расширен раздел, посвященный автоматизированной обработке результатов исследований пластов и

скважин. На современном уровне представлен - "Принципиальный комплекс исследований по контролю разработки нефтяных месторождений".

В целом проект "Методического руководства" конструктивно состоит из двух основных частей, в первой из которых представлены методы исследований пластов и скважин и интерпретация результатов при заводнении, во второй - методы контроля за разработкой при термическом и физико-химическом воздействии на продуктивные пласты нефтяной залежи.

ЧАСТЬ 1. Гидродинамические, промыслово-геофизические и физико-химические методы контроля разработки нефтяных месторождений.

1. Задачи контроля разработки нефтяных месторождений.

В работе "Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений" отмечаются следующие задачи контроля разработки нефтяных месторождений:

- оценка эффективности принятой системы разработки залежей в целом и отдельных технологических мероприятий по ее осуществлению;

- получение информации, необходимой для оценки адекватности реального процесса разработки запроектированному в технологическом документе, регулирования процесса разработки и для проектирования мероприятий по его усовершенствованию.

Контроль разработки месторождения осуществляется на основе создаваемой детерминированной модели залежи и процесса ее разработки, которые могут быть построены на основании геолого-промысловых данных и данных, полученных по результатам исследований пластов и скважин.

Под моделью залежи понимается систематизированная информация, описывающая:

- геометрию резервуара залежи, т.е. пространственное распределение коллекторов, их свойств, закономерности их изменения, взаимосвязи, анизотропию, погрешности прогнозирования и т.д.;

- распределение в пространстве различных фаз - нефти, газа и воды, их физико-химических свойств - плотности, вязкости, нефте, газо и водо-насыщенности, давления насыщения, коэффициента светопоглощения и других, содержания микроэлементов и других компонентов нефти в любой момент процесса разработки;

- распределение давления в пласте, направления и скорости фильтрации нефти и других флюидов на разных участках залежи, дебитов скважин и пластов по нефти, газу и воде в любой момент времени;

- положение поверхностей ВНК, ГНК, и ГВК, контуров нефтеносности, фронта закачиваемой воды и динамической переходной зоны в любой момент времени;

- закономерности и количественные зависимости между наблюдаемыми явлениями и фактами, которые позволяют устанавливать причинные связи, восстанавливать более полную (связанную) картину процесса разработки при отсутствии некоторых сведений, с той или иной степенью достоверности прогнозировать процессы, происходящие в залежи, более обоснованно планировать мероприятия, направленные на реализацию рациональной системы разработки.

Модель залежи представляется в виде карт, профилей, таблиц, графических зависимостей, формул (уравнений), текстового описания.

При обработке материала, составлении модели залежи и процесса ее разработки используются современные достижения в области нефтепромысловой геологии, геофизики, физики нефтяного пласта, петрофизики, подземной гидродинамики, теории разработки нефтяных и

газовых месторождений, теории управления сложных систем с обратной связью (кибернетики) с обязательным привлечением соответствующего математического аппарата и электронно-вычислительной техники.

Составными частями контроля за разработкой также являются:

- контроль за техническим состоянием скважины;

- определение в скважине интервалов размещения различных компонентов, находящихся в статическом или подвижном состоянии - осадков, воды, нефти;

- изучение особенностей динамики подвижных флюидов, например, продвижения добываемой нефти сквозь столб накопившейся неподвижной воды, образования эмульсии; определение глубины начала разгазирования нефти, интервалов выпадения парафина, солей и т.д.

Комплексная интерпретация результатов промыслово-геофизических и гидродинамических исследований позволяет получить следующую основную информацию, характеризующую текущее состояние разработки:

- продуктивность добывающих и нагнетательных скважин и распределение продукции и закачки по пластам;

- энергетическое состояние залежи (текущие термобарические условия в пласте);

- состояние заводнения и выработки продуктивных пластов (текущие положения ВНК и ГНК, нефтенасыщенность, охват заводнением и т.д.);

- динамику изменения фильтрационных характеристик пластов и состояния призабойных зон скважин;

Зак. 2750

- техническое состояние скважин и технологические режимы работы скважин и скважинного оборудования.

Кроме того, данные промыслово-геофизических и гидродинамических исследований служат для непрерывного уточнения геологического строения залежи и ее гидродинамической модели.

Неотъемлемой составной частью общей системы контроля и управления разработки нефтяных месторождений являются физико-химические методы контроля (физико-химический контроль).

Целью этого контроля является построение на основе информации о физико-химических свойствах извлекаемых флюидов динамической модели залежи, отражающей закономерности протекания в ней внутрипластовых физико-химических процессов.

Для технологий разработки, базирующихся на использовании того или иного вида воздействия на пласт (путем закачки в пласт воды, химических реагентов, теплоносителей, создания в пласте очага горения и т.д.), к числу важнейших задач физико-химического контроля следует отнести определение (оценку):

- степени реагирования контролируемых скважин на воздействие;
- направлений преимущественного развития процесса воздействия;
- скорости развития процесса воздействия;
- охвата воздействием.

При этом, исходя из требования достоверности, одновременно анализируется изменения сразу нескольких параметров контроля.

Задачи контроля разработки и, соответственно, виды и объемы исследования скважин в значительной степени определяются

особенностями технологии, предусмотренной проектными документами. Например, при разработке месторождений с применением гидродинамических методов воздействия контролируются отбор нефти, объем закачиваемой воды и эффективность процесса вытеснения нефти водой из залежи. При разработке месторождений с применением тепловых методов возникают новые задачи контроля, связанные с измерением параметров, характеризующих состояние процесса вытеснения нефти горячей водой, паром, газами горения и т.д. При физико-химическом воздействии - с изменением параметров вытеснения нефти применяемыми физико-химическими агентами и их композициями. Следовательно, для решения задач контроля для каждой технологии необходимы определенные виды исследований.

Комплексы исследований, объемы и периодичность их проведения зависят не только от применяемых технологий, но и от стадий разработки месторождений.

Процесс разработки нефтяного месторождения характеризуется несколькими стадиями: нарастание добычи, стабилизация добычи, падение добычи и поздняя стадия. Однако с точки зрения комплексности информации, необходимой для контроля разработки, выделяются две стадии.

Первая стадия (соответствующая нарастанию добычи) характеризуется недостаточной изученностью геологических особенностей объекта разработки, ростом фонда скважин, нестабильностью параметров процесса разработки.

Вторая стадия характеризуется достаточной изученностью

геологической и гидродинамической модели объекта, стабилизацией основных показателей процесса разработки и сокращением возможностей исследования фонда действующих скважин глубинными приборами, связанного с механизированной добычей и ухудшением технического состояния скважин. Во второй стадии в отличие от первой для решения задач контроля разработки применяются несколько иные методы исследований, в меньшем объеме и с другой периодичностью.

2. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.

2.1. Контроль продукции добывающих скважин и приемистости водонагнетательных скважин.

2.1.1. Определение дебита жидкости добывающих скважин.

Дебит жидкости добывающих скважин замеряется на групповых замерных установках в соответствии с инструкциями по их эксплуатации. Длительность измерений дебита устанавливается дифференцированно для каждой скважины, исходя из необходимости измерения этого параметра с погрешностью, не превышающей паспортную погрешность установки (2,5% для установки типа "Спутник").

Для каждой подключенной к замерной установке скважины опытным путем устанавливается поправочный коэффициент Сп, учитывающий разницу в величинах давлений в выкидной линии до замера и во время замера дебита. С учетом этого коэффициента фактический объемный

дебит скважины q факт определяется по формуле:

$$q_{факт} = q_{зам}\left[1 + \frac{(P_{б.зам.} - P_{б.факт.}) \cdot C_n}{q_{зам}}\right]_k \qquad (2.1.)$$

где q зам. - дебит, замеренный, на установке, м 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;

Коэффициент C_n определяется экспериментально. На буфере скважины при работе в режиме эксплуатации в общий коллектор замеряется давление ($P_{буф.факт.}$). Затем скважина подсоединяется к групповой замерной установке и замеряются дебит ($q'_{зам.}$) и давление на буфере (P' буф.зам.). После этого скважина переводится на работу в общий коллектор с режимом эксплуатации при давлении на буфере ($P_б''_{факт.}$), превышающем первоначальное буферное давление ($P'_{буф.факт.}$) на 0,2-0,5 МПа.

Через 3-5 часов работы скважина вновь подсоединяется к групповой замерной установке и замеряется вторично дебит ($q''_{зам.}$) и буферное давление ($P''_{б.зам.}$).

Коэффициент C_n вычисляется по формуле:

$$C_n = \frac{q'_{зам.} - q''_{зам}}{P'_{зам} - P_{б'.зам.}} \qquad (2.2.)$$

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%).

2.1.2. 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 устанавливается 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.

Более надежные данные об обводненности определяются 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%), используются передвижные или стационарно устанавливаемые на групповых установках мерные емкости для определений обводненности

при гидродинамических исследованиях скважин.

2.1.3. Определение дебита попутного газа.

Дебит попутного нефтяного газа на групповых замерных установках измеряется турбинными счетчиками газа (типа Агат-1), 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.

2.1.4. Определение приемистости водонагнетательных скважин.

Приемистость водонагнетательных скважин измеряется счетчиками или расходомерами диафрагменного типа, которые устанавливаются 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.

2.2. Контроль энергетического состояния залежи.

2.2.1. Основные способы определения забойных и пластовых давлений и условия их применения.

Забойным давлением называется давление в действующих

добывающих и нагнетательных скважинах на глубине середины или верхних дыр интервала перфорации. В добывающих скважинах забойное давление меньше пластового на величину забойной депрессии давления, в нагнетательных скважинах превышает пластовое на величину репрессии.

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

Забойные и пластовые давления определяются при гидродинамических исследованиях скважин с целью контроля энергетического состояния пласта, а также контроля работы скважины и скважинного оборудования.

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

- по данным прямого измерения глубинными манометрами непосредственно на забое скважины;
- по данным измерения динамических и статических уровней жидкости и устьевых давлений;
- по данным исследования скважин методом восстановления давления.

Для объективной оценки давлений в скважинах и возможности их сравнения вводится понятие приведенного давления. Давления в скважинах приводятся к условной горизонтальной плоскости, за которую может быть принята любая плоскость в пределах залежи с известной абсолютной отметкой (обычно это начальные положения ВНК или ГНК.

2.2.2. Определение забойных и пластовых давлений путем прямых измерений глубинными манометрами.

Прямые измерения забойного и пластового давления в фонтанных, газлифтных и нагнетательных скважинах производятся стандартными глубинными манометрами или комплексными приборами.

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

Время выдержки манометра в точке измерения забойного давления при установившемся режиме эксплуатации скважины должно определяться по инструкции эксплуатации данного прибора и практически составляет 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 Т, где Т - время работы скважины на измененном режиме.

Технологически измерение пластового давления может совмещаться с измерением забойного давления (за один спуск 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 исследуемого объекта).

Если процесс восстановления давления длительный, прибор спускается в скважину для измерения пластового давления через промежуток времени после остановки скважины, устанавливаемый опытным путем.

В тех случаях, когда в течение периода исследования не удается зафиксировать установившееся конечное значение давления на забое скважины, применяется метод определения пластового давления по данным кривой изменения давления (см. разд. 2.3.).

Для глубинных замеров применяются глубинные манометры двух типов:

- измеряющие абсолютное давление в скважине;

- измеряющие только величину отклонения давления (приращение) от какого-то начального значения (дифференциальные манометры).

В качестве чувствительных (упругих) элементов в основном используются: геликсная пружина (геликсные манометры), спиральная пружина с поршневым разделителем (пружинно-поршневые манометры), мембрана и сильфонная пружина.

2.2.3. Определение забойных и пластовых давлений по данным устьевых измерений.

2.2.3.1. Определение забойных и пластовых давлений в водонагнетательных скважинах.

Забойное давление ($P_{заб.}$) в нагнетательных скважинах определяется на основе замеров устьевых давлений ($P_у$) в случае, если оборудование и режим закачки отвечают следующим требованиям:

- закачка ведется по одному каналу: по насосно-компрессорным трубкам (НКТ) или по межтрубному пространству, а второй канал используется как пьезометр для измерения давления;

- забойное давление при закачке превышает гидростатическое;

- башмак НКТ максимально приближен к интервалу перфорации;

- жидкость в НКТ и межтрубном пространстве однородна, отсутствует газ;

- отсутствует пакерующее устройство между НКТ и обсадной колонной.

Забойное давление на глубине H определяется по формуле:

$$P_{заб.} = P_у + H\rho/10 \quad , \qquad (2.3.)$$

где ρ - средняя плотность воды в пьезометре, кг/м^3;

Если закачка осуществляется в межтрубное пространство, то пьезометрическим каналом служат НКТ и $P_у$ замеряется манометром на буфере. Если закачка осуществляется через НКТ, то пьезометрическим каналом является межтрубное пространство и замер

$P_у$ осуществляется манометром, подключенным к межтрубному пространству. Разность показаний манометров в каждом случае определяет величину гидравлических потерь давления на трение при движении воды в соответствующем рабочем канале.

Средняя плотность воды $\bar{\rho}_{в.пл.}$ определяется по формуле

$$\bar{\rho}_{в.пл.} = \frac{\rho_в}{b_{ср}}, \qquad (2.4.)$$

где $\rho_в$ – плотность закачиваемой воды в стандартных условиях (температура 20°С; давление 0,1 МПа), кг/м^3;

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

Пластовое давление определяется в остановленной водонагнетательной скважине. Если на устье остановленной на измерение пластового давления скважины есть избыточное давление $P_{у.ст.}$, то пластовое давление ($P_{пл.}$) рассчитывается по формуле:

$$P_{пл.} = P_{у.ст.} + H_п \bar{\rho}_{в.пл.} g\, 10^{-6}, \qquad (2.5.)$$

где $g = 9{,}81$ м/сек^2 – ускорение силы тяжести.

В противном случае при наличии технической возможности определяется глубина статического уровня ($H_{ст.}$) в НКТ или затрубном пространстве и пластовое давление определяется по формуле:

$$P_{пл.} = (H_п - H_{ст.}) \bar{\rho}_{в.пл.} g\, 10^{-6}. \qquad (2.6.)$$

2.2.3.2. Определение забойного и пластового давления в скважинах механизированного фонда по данным измерений устьевого давления, динамического и статического уровней и давления у приема насоса.

В скважинах механизированного фонда, где нет возможности прямого измерения давления глубинными манометрами, забойные и пластовые давления можно определять по данным замеров динамических и статических уровней в межтрубном пространстве.

Отбивка динамических и статических уровней в скважинах производится с помощью эходотов, 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 пены, удельный вес которой неизвестен.

Во время измерения динамического (статического) уровня фиксируется температура и давление на устье в затрубном пространстве, дебит и обводненность продукции скважины. Для измерения температуры в конструкции устья скважины необходимо предусмотреть специальные термокарманы. При их отсутствии температура определяется приближенно: в работающей скважине по температуре жидкости на устье в НКТ; в остановленной - в зависимости от температуры окружающей среды.

При измерении дебита по возможности скважину на ГЗУ необходимо перевести в режим ручного замера для увеличения времени

измерения до 12-24 часов, что в значительной степени снизит погрешность замера дебита, особенно для малодебитных скважин. Порядок определения обводненности описан в п.2.1.2.

Для определения пластового давления используются результаты определения динамического уровня, а также соответствующие ему дебит, обводненность, устьевые давление и температура (в затрубье) в скважине в режиме работы, непосредственно предшествующем определению статического уровня.

Схема расчета забойного давления приведена на рис.2.1.

Давление определяется следующим соотношением:

$$P_{заб.} = P_y + \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \Delta P_{тр.}, \qquad (2.7.)$$

где $P_{заб.}$ - забойное давление;

P_y - избыточное давление на устье в затрубье;

ΔP_1 - перепад давления, создаваемый весом столба газа в затрубном пространстве в интервале h_1;

ΔP_2 - перепад давления, создаваемый весом столба газонефтяной смеси в затрубном пространстве в интервале h_2 - от динамического уровня до приема насоса;

ΔP_3 - перепад давления, создаваемый весом столба нефтеводогазовой смеси в интервале h_3 - от приема насоса до уровня приведения;

$\Delta P_{тр.}$ - гидравлические потери на трение в интервале h_3

Пластовое давление определяется соотношением, аналогичным (2.7.), где соответствующие перепады давления обусловлены весом

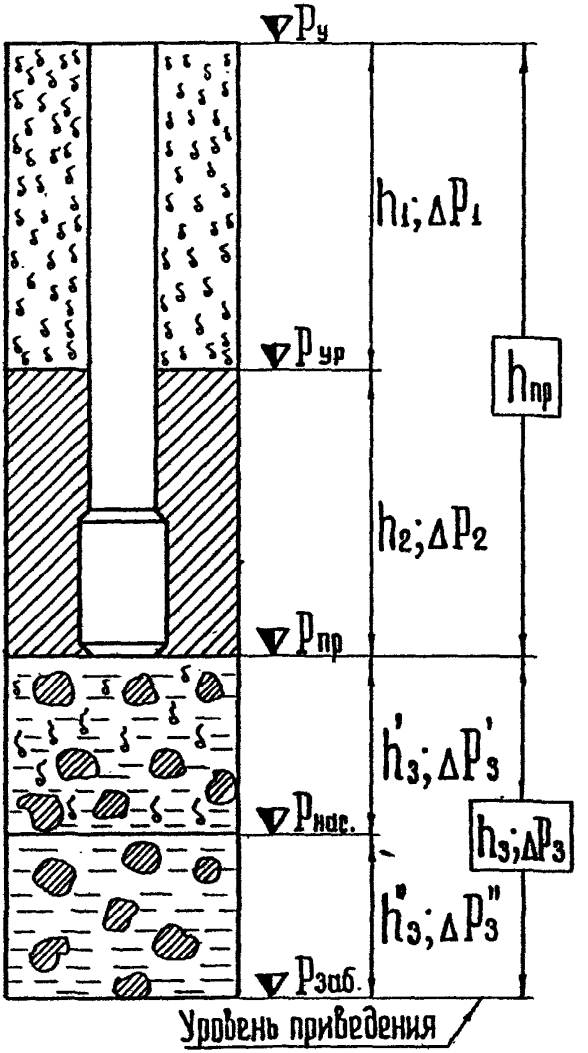


Рис. 2.I.К определению забойного давления.
Общая расчетная схема.

нефти, воды и газа, находившихся в стволе скважины непосредственно перед остановкой, а также пластовых флюидов, поступивших из пласта в ствол скважины после ее остановки.

Величины перепадов давлений зависят от средней плотности смеси в интервале, которая определяется, по крайней мере, девятью основными параметрами;

$$\rho_{см}=f(g_{н}, g_{в}, g_{г}, F, C_{гж}, C_{нв}, \rho_{н}, \rho_{в}, \rho_{г}), \qquad (2.8.)$$

где $\rho_{см}$ – средняя плотность смеси;

$g_{н}, g_{в}, g_{г}$ – объемные расходы нефти, воды и газа;

$C_{гж}, C_{нв}$ – относительные скорости газа в жидкости и нефти в воде;

$\rho_{н}, \rho_{в}, \rho_{г}$ – плотность нефти, воды, газа;

F – площадь сечения потока.

Используемые на промыслах методы расчетов базируются, как правило, на применении формул гидростатики без учета влияния на плотность смеси относительного движения фаз в многокомпонентном потоке, проскальзывания свободного газа через затрубное пространство, температурного фактора и др. [8,9], что в значительной степени снижает точность расчетов.

Публикации, в которых излагаются физически более обоснованные методы расчета [1-5,7], в массовых исследованиях практически не используются, так как они разработаны в основном применительно к конкретным объектам.

Методика расчета забойного и пластового давления в скважинах механизированного фонда, пригодная для использования на любых объектах, разработана ВНИИ совместно с СевКавНИПИ [6] на базе

отечественных и зарубежных экспериментальных корреляционных зависимостей, наиболее полно учитывающих характер движения и перераспределения фаз и физико-химические свойства движущихся флюидов. Настоящим руководством рекомендуется использовать для расчета забойных и пластовых давлений именно последнюю методику [6]. Из-за значительного объема сложных вычислительных операций методика реализуется с помощью ЭВМ (см. раздел 2.4.6.).

Согласно методике [6] забойное давление рассчитывается суммированием перепадов давлений по интервалам ствола скважины, отличающимся характером движения газожидкостной смеси.

Для определения перепада давлений, обусловленного весом столба газа в затрубном пространстве, необходимо знать глубину динамического уровня жидкости. Она рассчитывается по времени прохождения звуковой волны от устья до уровня жидкости с использованием экспериментальных зависимостей для нахождения скорости звука и плотности газа в затрубном пространстве.

При расчете перепада давления в интервале от динамического уровня до приема насоса учитывается зависимость плотности смеси в этом интервале от расхода свободного газа, проскальзывающего через затрубное пространство.

Учет указанного фактора обусловил необходимость использования итерационного расчетного процесса в интервале от устья до приема насоса, при котором определяются и последовательно уточняются следующие параметры: глубина динамического уровня, относительная плотность газа в затрубном пространстве, плотность нефти в затрубном пространстве, среднее объемное содержание свободного

газа в газированной смеси, плотность газонефтяной смеси, давление на динамическом уровне и давление на приеме насоса.

В случае, когда зона разгазирования находится в стволе скважины, в интервале от уровня разгазирования до забоя движущийся поток представляет собой водонефтяную смесь, плотность которой определяется с учетом относительного движения нефти в воде [5].

В интервале от приема насоса до уровня разгазирования движущийся поток представляет собой водонефтяную смесь, плотность которой определяется с учетом относительного движения газовой и жидкой фаз [6].

Расчет пластового давления производится путем суммирования перепадов давления, начиная от устья скважины с "подтягиванием" к статическому уровню нефтяной компоненты из интервалов "динамический уровень - прием насоса", " прием насоса - уровень разгазирования" и перепада, обусловленного весом столба дополнительно притекшей жидкости в процессе восстановления уровня.

Для расчета пластового давления определяется высота уровней воды и нефти в остановленной скважине и средневзвешенные по высоте плотности воды и нефти. Эти параметры не могут быть достоверно определены без предварительной количественной оценки объемов нефти, воды, свободного газа и их плотностей в работающей скважине непосредственно до ее остановки для замера статического уровня. Эти оценки производятся в процессе расчета забойного давления по данным измерения динамического уровня.

Таким образом расчет забойного давления является составной частью расчета пластового давления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Регин Н.Н., Яхин С.Г. К вопросу изучения движения трехфазных смесей в вертикальных трубах. Технология и техника нефтедобычи. Уфа, 1965.

2. Линев В.С. Методика расчета давлений в нефтяных скважинах по замеренным уровням. Нефтяное хозяйство. 1974, N2.

3. Линев В.С. Методика подбора ЭЦН по параметрам скважин. Нефтяное хозяйство. 1971. N12.

4. Ямпольский В.И. Определение забойных давлений по буферному при движении трехкомпонентных смесей с учетом физико-химических свойств движущихся фаз. Нефтяное хозяйство. 1963. N11

5. Инструкция по гидродинамическим методам исследований пластов и скважин. РД 39-3-593-81. М.,ВНИИ,1982.

6. Временное руководство по определению забойного и пластового давления в скважинах механизированного фонда по данным измерений устьевого давления, динамического и статического уровней и давления у приема насоса. РД 39-0147035-212--87. М.,ВНИИ, 1987.

7. Инструкция по исследованию насосных скважин волнометрированием. РД 39-0147585-014 ВНИИ-86. 1986.

8. Временная инструкция по исследованию скважин. ТатНИИ, Альметьевск, 1969.

9. Ли-Ла И.А. Методика определения пластовых и забойных давлений по статическим и динамическим уровням. Тезисы докладов на XУ Всесоюзном семинаре по гидродинамическим и промыслово-геофизическим методам исследований продуктивных пластов с целью контроля их разработки. Сургут, 1985.

2.3. 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 проводятся в таких условиях, которые позволяют использовать для их описания известные и, по возможности, наиболее простые уравнения подземной гидродинамики. Обработка, как правило, сводится к нахождению коэффициентов этих уравнений, то есть к решению обратных задач подземной гидродинамики при определенных граничных условиях.

В практике нефтепромысловых исследований наиболее широко получили распространение следующие технологии:

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

Реальные нефтегазоводоносные пласты неоднородны как по разрезу, так и по простиранию. Кроме того, фильтрационные характеристики пластов могут изменяться под влиянием изменения давления насыщающих их флюидов. Из-за трудности детального учета этой изменчивости при решении задач подземной гидродинамики используются различные математические модели с той или иной степенью адекватности реальному неоднородному пласту.

В разделах 2.3.1., 2.3.2., 2.3.3. представлены основные из

широко используемых методик интерпретации, базирующиеся на модели однородного — пласта. Эти методики позволяют в подавляющем большинстве случаев получить достаточно надежную оперативную информацию по контролю за разработкой нефтяных месторождений.

В разделе 2.3.4. приведены основные особенности интерпретации результатов гидродинамических исследований сложнопостроенных коллекторов, базирующихся на более сложных математических моделях фильтрации.

2.3.1. Метод установившихся отборов.

Исследования методом установившихся отборов проводятся с целью контроля продуктивности добывающих скважин (или приемистости нагнетательных скважин), изучения влияния режима работы скважины на ее производительность и приблизительной оценки фильтрационных параметров пласта в районе скважины. Теория метода достаточно полно разработана для случаев фильтрации однофазной жидкости и смеси двух жидкостей (нефти и воды), а также фильтрации газожидкостной смеси.

При исследовании на нескольких (не менее 3-х) режимах работы скважины замеряется дебит, забойное давление и пластовое давление после ее остановки.

Время стабилизации дебита и давления на каждом режиме зависит от фильтрационных характеристик пласта и определяется из опыта эксплуатации скважин данного объекта.

На каждом режиме отбираются поверхностные пробы продукции для анализа на обводненность и замеряется газовый фактор.

Исследования могут проводиться как по схеме "прямого хода" (от меньшего дебита к большему), так и по схеме "обратного хода" (от большего дебита к меньшему). При действительно установившихся режимах исследования точки прямого и обратного хода должны соответствовать одной и той же закономерности, т.е. практически не давать гистерезиса.

На основании данных исследования строится индикаторная диаграмма: "дебит жидкости - забойное давление" или "дебит - забойная депрессия".

На рис. 2.2. показана типичная индикаторная диаграмма по добывающей скважине. Режимные точки на индикаторной диаграмме хорошо аппроксимируются прямой линией, что свидетельствует о линейном характере фильтрации жидкости в пласте и призабойной зоне скважины, отсутствии в пласте свободного газа и независимости фильтрационных свойств пласта от давления.

Как видно из рис. 2.2., линейная индикаторная зависимость (рис. 2.2.), построенная в координатах "дебит -забойное давление", позволяет графически определить пластовое давление путем экстраполяции до пересечения с осью давлений прямой линии, проведенной через режимные точки.

По динамике определяется коэффициент продуктивности скважины по жидкости в поверхностных условиях:

$$K = \frac{q}{\Delta P} = \frac{q}{P_{пл} - P_{заб}} = tg\,\alpha \,, \qquad (2.9.)$$

где K, $м^3$/сут/МПа - коэффициент продуктивности;

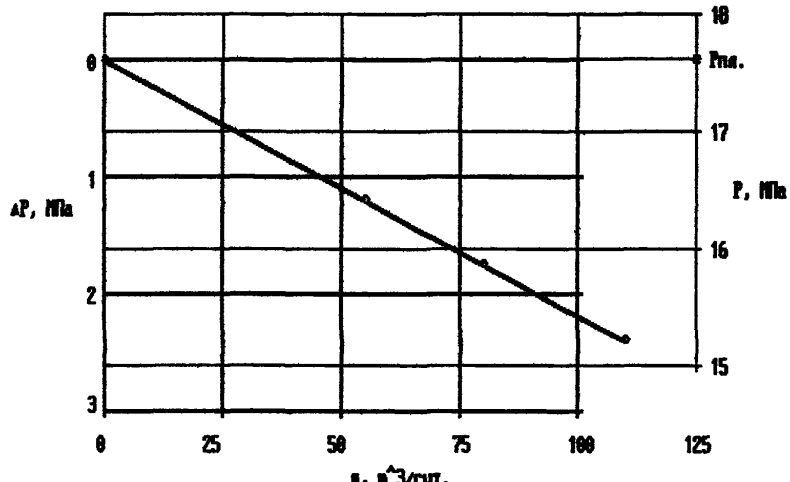


РИС.2.2

Линейная индикаторная зависимость по добывающей скважине.

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

$P_{пл}$ и $P_{заб}$, МПа – соответственно пластовое и забойное давления;

ΔP, МПа – забойная депрессия;

α – угол, составляемый индикаторной линией с осью давлений.

Если скважина дает обводненную продукцию, то определяются коэффициенты продуктивности по нефти $K_н$ и по воде $K_в$:

$$K_н = K(1-n_в); \quad K_в = K \cdot n_в; \qquad (2.10)$$

где $n_в$, безразм. – объемное содержание воды в продукции в поверхностных условиях.

Гидропроводность пласта в районе исследуемой скважины оценивается по формуле:

$$\frac{kh}{\mu} = 1{,}842\ 10^{-3} K \left[b_н(1-n_в) + n_в \cdot b_в \right] \left(\ln \frac{\sigma}{r_c} + S \right), \qquad (2.11.)$$

где $b_н$, безразм. – объемный коэффициент пластовой нефти;

$b_в$, безразм. – объемный коэффициент пластовой воды;

σ, м – половина среднего расстояния между данной скважиной и ближайшими соседними;

r_c, м – радиус скважины по долоту;

$\frac{kh}{\mu}$, $\frac{мкм^2 \cdot м}{мПа \cdot с}$ – гидропроводность пласта;

S, безразм. – поправка, учитывающая несовершенство скважины по степени и характеру вскрытия.

Поправка S находится по специальным графикам как функция доли вскрытой толщины пласта, диаметра скважины, плотности и типа перфорации [1]. Поскольку величина S может быть оценена лишь приблизительно, вычисление гидропроводности по данным исследования

скважины методом установившихся отборов следует проводить лишь в крайних случаях.

На рис. 2.3., показаны типичные индикаторные зависимости для водонагнетательных скважин.

Зависимость 1 на рис. 2.3. соответствует линейному закону фильтрации.

Зависимость 2 на рис. 2.3. состоит их двух участков: прямолинейного от 0 до точки А и криволинейного после точки А, обращенного выпуклостью к оси давлений. Зависимость 2 свидетельствует о том, что, начиная с определенного давления закачки (или репрессии на пласт), в призабойной зоне пласта раскрываются естественные трещины, в результате чего приемистость скважины увеличивается с увеличением уровня закачки.

На рис. 2.4. (график 1) показана нелинейная индикаторная зависимость для добывающей скважины, обращенная вогнутостью к оси давлений; коэффициент продуктивности такой скважины падает с ростом ее дебита. Подобные индикаторные диаграммы возможно получить при исследовании как добывающих, так и нагнетательных скважин, при линейной фильтрации однофазной жидкости в коллекторе, свойства которого от давления не изменяются. Нелинейность в этом случае вызвана нарушением ламинарного течения жидкости в призабойной зоне (высокие скорости течения жидкости через перфорационные отверстия или после ОПЗ в призабойной зоне).

Уравнение притока для индикаторных диаграмм этого типа имеет вид [2]:

$$P = Aq^2 + Bq \,, \qquad (2.12.)$$

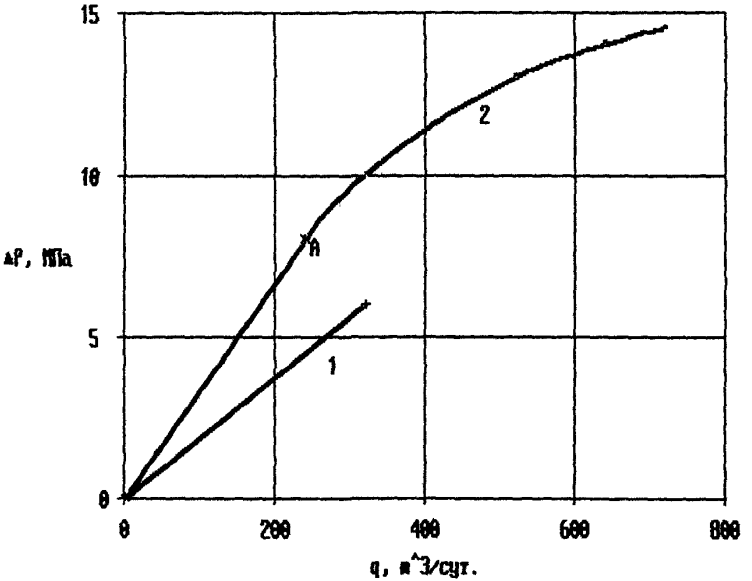
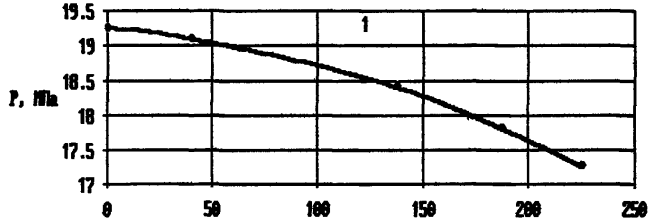


РИС.2.3
Индикаторные зависимости по водонагнетательным скважинам



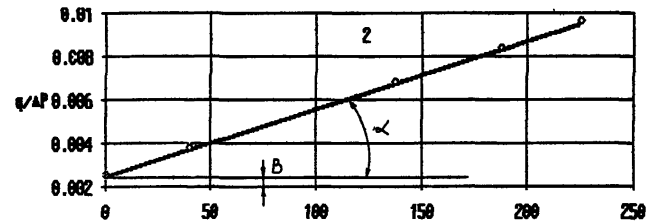


РИС.2.4

Обработка индикаторной зависимости, искривленной под влиянием нарушения ламинарности потока в призабойной зоне.

где коэффициенты А и В определяются при построении режимных точек в координатах $q-q/\Delta P$ (рис.2.4., график 2). В этих координатах точки индикаторной зависимости ложатся на прямую линию, экстраполяция которой до пересечения с осью $q/\Delta P$ дает значение коэффициента В. Коэффициент А определяется как тангенс угла наклона прямой к оси дебитов.

Типичные индикаторные диаграммы, получаемые при совместной фильтрации в пласте жидкости и газа, показаны на рис.2.5. (график 1). На графике по оси абсцисс откладываются значения дебитов жидкости (нефти).

Зависимость 1 на рис. 2.5. (график 1) соответствует режиму растворенного газа, при котором и пластовое и забойное давления не превышают давления насыщения нефти газом в пластовых условиях.

Уравнение притока для индикаторных диаграмм этого типа имеет вид [3]:

$$q = J(P_{пл}^2 - P_{заб}^2)^n , \qquad (2.13.)$$

где коэффициент J и показатель степени "n" определяются при построении режимных точек в координатах $\lg q - \lg(P_{пл}^2 - P_{заб}^2)$ (рис.2.5., график 2). В этих координатах точки индикаторной зависимости ложатся на прямую линию, экстраполяция которой до пересечения с осью ординат ($\lg q=0$) дает значение $\lg J$ Показатель степени "n" определяется как котангенс угла наклона прямой к оси абсцисс.

Уравнение притока для режима растворенного газа в простейшем случае может быть найдено по результатам измерения пластового давления, а также дебитов и соответствующих им забойных давлений

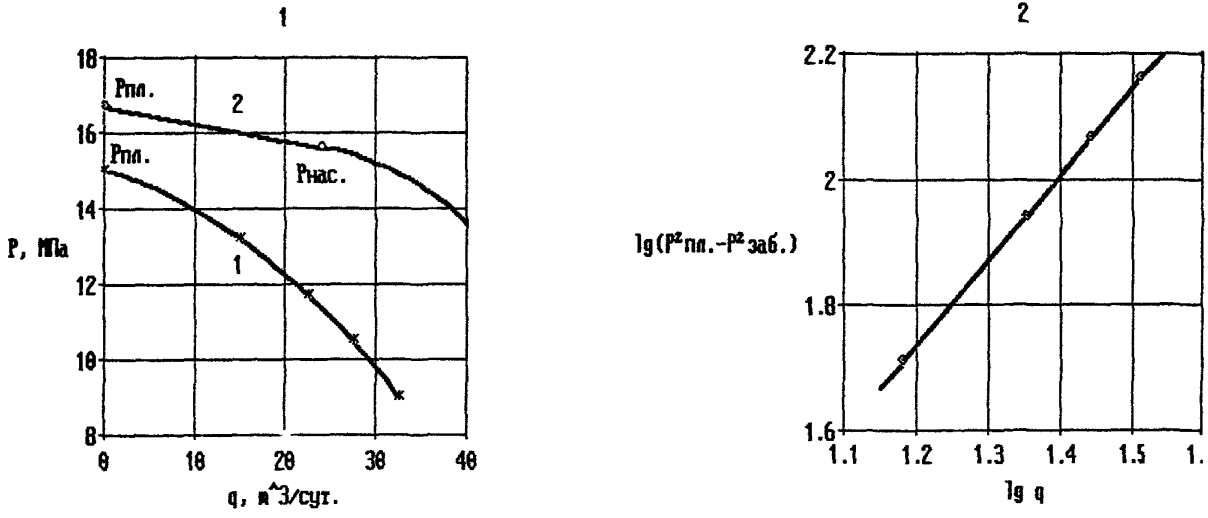


РИС.2.5

Индикаторные зависимости при совместной фильтрации нефти и газа в пласте.

на двух режимах:

$$n = \frac{\lg \frac{q_1}{q_2}}{\lg \frac{P_{пл}^2 - P_{заб_1}^2}{P_{пл}^2 - P_{заб_2}^2}} \qquad (2.14.)$$

$$J = \frac{q_1}{(P_{пл_1}^2 - P_{заб_1}^2)^n} \qquad (2.15.)$$

где индексы 1 и 2 при дебитах и забойных давлениях означают 1-й и 2-й режим исследования.

Зависимость 2 на рис.2.5. (график 1) соответствует случаю, когда пластовое давление превышает давление насыщения нефти газом. В диапазоне от пластового давления до давления насыщения индикаторная зависимость имеет линейный характер, а при меньших забойных давлениях - искривляется.

Уравнение притока для индикаторных диаграмм этого типа имеет вид [4]:

$$q = K'(P_{пл} - P_{нас}) + J(P_{нас}^2 - P_{заб}^2)^n , \qquad (2.16.)$$

где $P_{нас}$, МПа - давление насыщения нефти газом в пластовых условиях.

Неизвестные величины, входящие в уравнение (2.16.) постоянный коэффициент продуктивности для линейной части диаграммы K', коэффициент J и показатель степени "n" могут быть найдены по результатам измерения пластового давления и исследования на 3-х установившихся режимах (один режим - забойное давление выше давления насыщения, два режима - забойное давление ниже давления насыщения). *Последовательность вычислений при этом следующая:*

- определяется "по одной точке" коэффициент продуктивности K'

$$K' = \frac{q_1}{P_{пл} - P_{заб_1}}; \qquad (2.17.)$$

- определяется дебит скважины при забойном давлении, равном давлению насыщения $q_{нас}$

$$q_{нас} = K'(P_{пл} - P_{нас}); \qquad (2.18.)$$

- находятся значения коэффициента J и показателя степени n

$$n = \frac{lg \frac{q_2 - q_{нас}}{q_3 - q_{нас}}}{lg \frac{P^2_{нас} - P^2_{заб_2}}{P^2_{нас} - P^2_{заб_3}}} \qquad (2.19)$$

$$J = \frac{q_2 - q_{нас}}{(P^2_{нас} - P^2_{заб})^n} \qquad (2.20)$$

Многочисленными исследованиями было установлено, что на форму индикаторной диаграммы влияют не только проявления нелинейности фильтрации, изменения физических свойств коллектора и насыщающего его флюида в зависимости от давления и т.д., но и технологическая схема исследования, т.е. время работы скважины на каждом режиме и характер изменения величины дебита от режима к режиму. Особенно сильно эта зависимость проявляется на месторождениях, характеризующихся низкими фильтрационными параметрами коллектора, а также интенсивным темпом падения пластового давления.

В "методическом руководстве" [5] предложена модифицированная технология исследования, с рекомендациями по выбору времени работы скважины на режимах при "прямом", "обратном" и "прямом" с

остановками между режимами ходах, позволяющая исключить влияние технологических факторов на форму индикаторной диаграммы.

Так, при "прямом" ходе исследования, время работы скважины на каждом последующем режиме (согласно модифицированной технологии) должно быть меньше предыдущего. Необходимое для этого время можно определить на номограмме (рис. 2.6.), где $S_2=q_2/q_1$, $S_3=q_3/q_1$. Исследование скважины рекомендуется проводить следующим образом. После работы на первом режиме (продолжительностью t_1) с дебитом q_1, скважину переводят на второй режим, замеряют дебит q_2 и определяют $S_2=q_2/q_1$. Из номограммы (рис. 2.6.), используя известное значение S_2, находят t_2/t_1, а следовательно и необходимое время работы скважины на втором режиме t_2. Модифицированная технология исследования скважин методом установившихся отборов используется при $P_{заб}>P_{нас}$.

Метод обработки индикаторной кривой с учетом изменения свойств пласта и пластовых флюидов от давления представлен в п. 2.8.

2.3.2. Метод восстановления давления.

Метод восстановления давления является одним из гидродинамических методов исследования неустановившихся процессов фильтрации жидкости, газов и газожидкостных смесей в пласте и скважине.

Этот метод основан на изучении динамики давления в скважине после изменения режима ее работы или полной остановки и применяется с целью определения гидродинамической характеристики

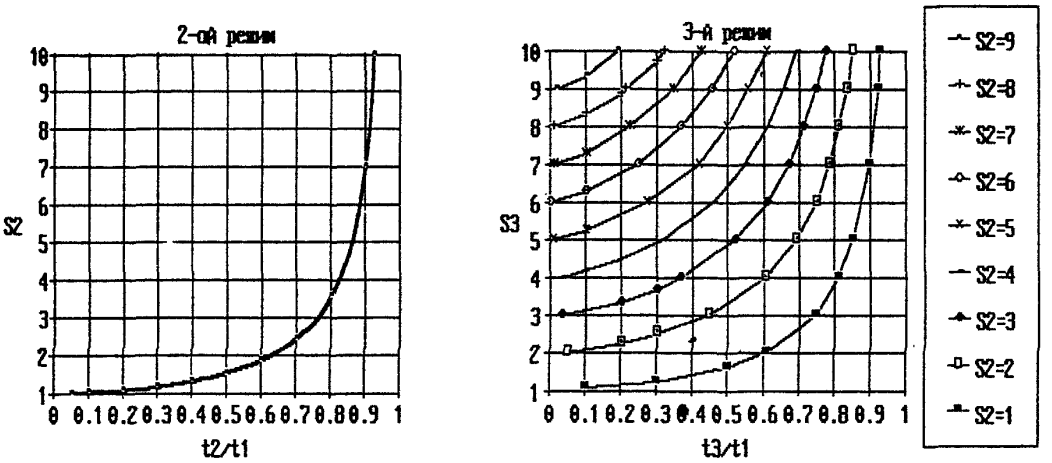


РИС.2.6

Номограммы для определения времени работы скважины на режимах "прямого" хода при исследовании методом установившихся отборов по модернизированной технологии.

скважины и фильтрационных параметров пласта.

Наиболее простым с точки зрения технологии исследований и обработки их результатов является метод получения кривой (КВД) восстановления давления в остановленной скважине, длительное время работавшей с постоянным дебитом.

Теория метода восстановления давления достаточно полно разработана для случаев фильтрации жидкостей или газов.

Существует большое число методик обработки КВД, учитывающих различные условия проведения исследований. В настоящем руководстве представлены методики, наиболее часто используемые в отечественной практике гидродинамических исследований.

Наиболее простой и распространенной методикой интерпретации КВД является методика Миллера-Дайса-Хэтчинсона (МДХ), применяемая для случаев продолжительной работы скважины на установившемся режиме перед остановкой (время работы скважины должно в 10 и более раз превышать период регистрации КВД).

В основе методики лежит формула:

$$P(\tau) - P_{заб} = P = i \cdot \ln \frac{2{,}25 \varkappa}{r_{пр}^2} + i \cdot \ln \tau, \qquad (2.21.)$$

где $i = 9{,}21 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{q_{ст} \cdot \mu}{kh}$ (2.22.)

В формулах (2.21.) и (2.22.)

τ, сек - текущее время, отсчитываемое с момента остановки скважины;

$P(\tau)$, МПа - текущее давление на забое скважины после ее остановки;

$P_{заб}$, МПа - забойное давление в скважине перед остановкой;

$\varkappa$, $м^2/сек$ - коэффициент пьезопроводности пласта;

$r_{пр}$, м – приведенный радиус скважины (радиус условной совершенной скважины с ненарушенными свойствами пласта в призабойной зоне и с гидродинамической точки зрения эквивалентной реальной исследуемой скважине);

K, мкм^2 – коэффициент проницаемости пласта;

h, м – эффективная (работающая) толщина пласта;

μ, МПа·с – вязкость пластовой жидкости;

$q_{пл}$, м^3/сут – дебит скважины по жидкости перед остановкой, приведенный к пластовым условиям.

Если скважина дает безводную продукцию, то

$$q_{пл} = q_н b_н \qquad (2.23.)$$

Если скважина дает обводненную продукцию, то

$$q_{пл} = q_н b_н + q_н b_в = q\left[n_в b_в + (1-n_в) b_н\right], \qquad (2.24.)$$

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

$b_н$, безразм. – объемный коэффициент пластовой нефти;

$b_в$, безразм. – объемный коэффициент пластовой воды;

$n_в$, доли единицы – объемная обводненность продукции в поверхностных условиях.

Последовательность интерпретации КВД.

По данным промысловых измерений строится график в координатах $\ln \tau - \Delta P$ (рис. 2.7. график 1).

На графике выделяется конечный прямолинейный участок, через точки которого проводится осредняющая прямая линия.

Определяется тангенс угла наклона прямой линии к оси $\ln \tau$:

$$tg \alpha = i.$$

Прямая линия экстраполируется до пересечения с осью ΔP и в

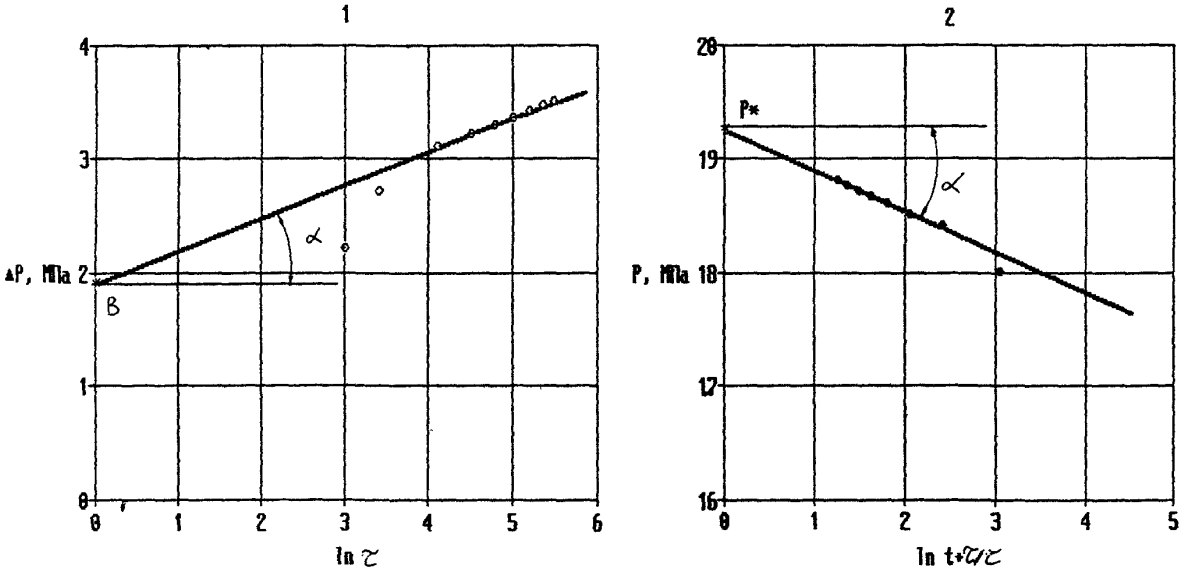


РИС.2.7

Примеры обработки кривой восстановления давления без учета дополнительного притока.

точке пересечения определяется величина $\Delta P=B$.

Определяется комплексный параметр - гидропроводность пласта:

$$\frac{kh}{\mu}=9{,}21\ 10^{-4}\ \frac{q_{пл}}{i}\ ,\ \frac{мкм^2\cdot м}{мПа\cdot с}\ . \qquad (2.25.)$$

Определяется коэффициент проницаемости пласта:

$$K=\left(\frac{kh}{\mu}\right)\frac{\mu}{h}\ . \qquad (2.26.)$$

Если скважина дает безводную продукцию, то К соответствует начальной фазовой проницаемости пласта для нефти, при обводненной продукции К не определяется.

Комплексный параметр $\frac{\varkappa}{r_{пр}^2}$ определяется из соотношения

$$\frac{\varkappa}{r_{пр}^2}=\frac{e^{\beta t}}{2{,}25} \qquad (2.27.)$$

а коэффициент пьезопроводности - по формуле

$$\varkappa=\frac{\left(\frac{kh}{\mu}\right)\cdot 10^{-3}}{h\cdot m\left[\beta_н\ \sigma_н+\beta_в(1-\sigma_н)+\beta_п\right]} \qquad (2.28.)$$

где m, доли единицы - эффективная пористость пласта;

$\sigma_н$, доли единицы - текущая нефтенасыщенность пласта (см. раздел 2.6.);

$\beta_н$ и $\beta_в$, $МПа^{-1}$ - коэффициенты сжимаемости нефти и воды в пластовых условиях (определяются по данным лабораторных исследований);

$\beta_п$, $МПа^{-1}$ - коэффициент сжимаемости породы.

Величина коэффициента сжимаемости породы оценивается с помощью эмпирических корреляционных зависимостей Ван дер Кнаапа (для известняков) и Холла (для песчаников) как функция пористости коллектора: для известняков

$$\beta_п=2{,}546\ 10^{-4}\ m^{-0{,}6822}\ 0{,}03556^{m}\ , \qquad (2.29.)$$

для песчаников $\beta_п = 2{,}538\ 10^{-4}\ m^{-0{,}4444}$; (2.30.)

Приведенный радиус скважины определяется из соотношения

$$r_{пр} = \sqrt{\frac{\varkappa}{\frac{\varkappa}{r_{пр}^2}}} \qquad (2.31.)$$

$r_{пр}$ характеризует эффективность вскрытия пласта и состояние призабойной зоны скважины.

Если $r_{пр} < r_c$ (приведенный радиус скважины меньше, чем ее действительный радиус по долоту), то условия фильтрации в призабойной зоне скважины хуже, чем в пласте: призабойная зона загрязнена.

Если $r_{пр} > r_c$, то фильтрационные характеристики в призабойной зоне лучше, чем в более удаленной части пласта.

Величина скин-фактора S, безразмерного параметра, характеризующего количественно относительные гидравлические потери при движении жидкости в призабойной зоне определяется:

$$S = \ln \frac{r_c}{r_{пр}} \qquad (2.32.)$$

Положительные значения S соответствуют загрязненной призабойной зоне, отрицательные - улучшенным по сравнению с основным пластом фильтрационными характеристиками призабойной зоны.

Определяются потери давления, обусловленные дополнительным гидравлическим сопротивлением в призабойной зоне:

$$\Delta P_s = 2 \cdot S \cdot i \ , \qquad (2.33.)$$

где ΔP_s, МПа - потери давления на "скин".

Улучшенному состоянию призабойной зоны соответствую отрицательные значения ΔP_s.

Определяется коэффициент совершенства скважины:

$$\eta = \frac{P_{пл} - P_{заб} - \Delta P_{б}}{P_{пл} - P_{заб}} . \qquad (2.34.)$$

Если в процессе исследования забойное давление не восстановилось до пластового (что чаще всего имеет место на практике), то для оценки неизвестного пластового давления может быть использована и "недовосстановленная" КВД.

Точки кривой восстановления давления перестраиваются в координатах t-$P(t) \cdot t$ (рис.2.8.). Конечный участок КВД в этих координатах имеет линейный характер.

Через точки конечного участка проводится прямая линия, по тангенсу угла которой к оси t определяется пластовое давление.

$$P_{пл} = tg\alpha .$$

Данная методика определения текущего пластового давления по КВД справедлива для скважин, расположенных в системе других действующих добывающих и нагнетательных скважин.

Методика МДХ является частным случаем более общего решения, учитывающего историю дебитов скважины перед ее остановкой на исследование [5].

Учет истории необходим в первую очередь при интерпретации результатов исследования разведочных скважин, которые перед остановкой на КВД в течение непродолжительного времени испытываются на различных режимах, а также добывающих и нагнетательных скважин, пускаемых в эксплуатацию после КГС или ПРС.

Формула, лежащая в основе методики, учитывающей работу скважины до остановки, имеет вид:

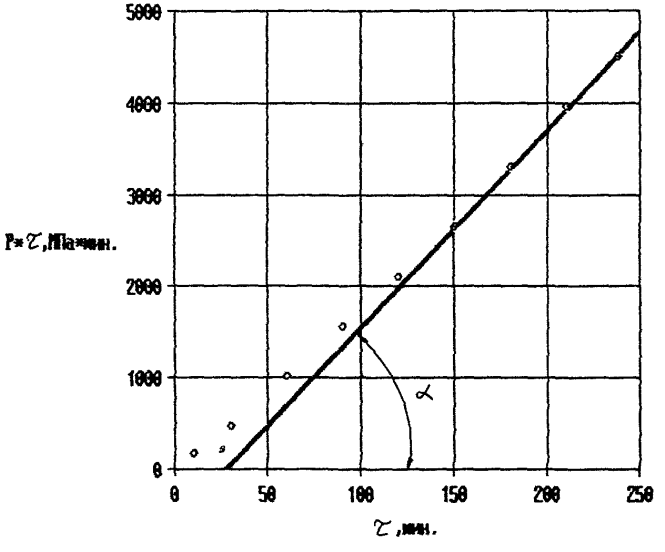


РИС.2.8

Определение среднего пластового давления по недовосстановившейся КВД ($tg\alpha = P_{пл.}$)

$$P(\tau) - P_{заб} = \Delta P = i \cdot \ln \frac{2{,}25 \chi}{r_{пр}^2} + i \psi(\tau) \quad , \quad (2.35.)$$

где i определяется соотношением (2.22.), а $\psi(\tau)$ рассчитывается как функция текущего времени восстановления давления, а также дебитов скважины на предшествующих остановке режимах и продолжительности этих режимов.

$$\psi(\tau) = \ln \frac{\tau(t_n - t_{n-1})}{t_n - t_{n-1} + \tau} + \sum_{j=1}^{j=n-1} \frac{q_j}{q_n} \ln \frac{(t_n - t_{j-1})(t_n - t_j + \tau)}{(t_n - t_j)(t_n - t_{j-1} + \tau)} \quad , \quad (2.36.)$$

где $q_1, q_2, \ldots, q_n$ м^3/сут – дебиты скважины, на различных режимах, предшествующих остановке;

$t_1, t_2, \ldots, t_n$, сек – время работы скважины на режимах (отсчитывается с начала наблюдения);

τ, сек – текущее время восстановления давления, отсчитываемое с момента остановки скважины;

n – количество режимов;

j – порядковый номер режима.

Для каждой точки КВД рассчитывается значение $\psi(\tau)$ и строится график в координатах $\psi(\tau) - \Delta P$. Дальнейшая интерпретация производится в том же порядке и по тем же формулам, что и для метода МДХ. (2.25.-2.34.).

Из формулы (2.36.) вытекает, что $\psi(\tau) = \ln \tau$ при $t_n \to \infty$, и формула (2.35.) *превращается в формулу* (2.21.).

На практике кроме методики МДХ широко используется методика Хорнера, в которой в упрощенной форме учитывается работа скважины до ее остановки на исследование и определяется значение пластового давления.

В основе методики Хорнера *лежит формула*:

$$P(\tau) = P_{пл.о} - i \ln \frac{t+\tau}{\tau} \qquad (2.37.)$$

где $P_{пл.о}$, МПа - начальное пластовое давление;

t, сек - время работы скважины перед остановкой;

Если скважина перед остановкой на КВД работала на одном установившемся режиме, то t равно времени работы на этом режиме.

Если скважина перед остановкой на КВД работала на нескольких режимах, то значение t определяется из соотношения:

$$t = \frac{86400 \cdot V}{q_n} \qquad (2.38.)$$

где V, $м^3$ - накопленная добыча жидкости за время работы скважины перед остановкой;

q_n, $м^3$/сут - дебит скважины непосредственно перед остановкой.

Кривая восстановления давления строится в координатах $\ln \frac{t+\tau}{\tau}$ - $P(\tau)$ (рис.2.7., график 2) и через точки конечного прямолинейного участка проводится осредняющая прямая линия.

Определяется тангенс угла наклона прямой линии к оси абсцисс:

$$tg\alpha = i.$$

Прямая линия экстраполируется до пересечения с осью $P(\tau)$ и в точке пересечения определяется величина $P_{пл.о}$.

Для разведочных скважин $P_{пл.о}$ равно начальному пластовому давлению.

Для скважин разрабатываемого объекта $P_{пл.о}$ можно принять равным текущему пластовому давлению лишь при небольших значениях t.

Дальнейшая интерпретация КВД по методике Хорнера проводится в том же порядке и по тем же формулам (2.28)-(2.32), что и для методики МДХ. Исключение составляет выражение для определения

комплексного параметра $\frac{\varkappa}{\eta_{пр}^2}$: вместо формулы (2.27.) используется соотношение

$$\frac{\varkappa}{\eta_{пр}^2} = \frac{e^{(P_{нл} - P_{заб})/1}}{2,25} \qquad (2.39.)$$

Методика Хорнера строго учитывает историю дебитов только в случае, если скважина работала перед остановкой на одном установившемся режиме. В случае переменных дебитов точность определения параметров пластов по этой методике значительно снижается.

В изложенных выше методиках не учитывается продолжающийся приток жидкости в ствол скважины после ее перекрытия на устье, поэтому для устранения влияния притока на КВД требуется достаточно продолжительное время регистрации давления, практического прекращения притока.

С целью оценки правомерности обработки КВД методами, не учитывающими дополнительный приток, КВД предварительно строится в координатах $\lg\tau - \lg\Delta P$ или $\ln\tau - \lg\Delta P$ (рис. 2.9.). На графике (рис. 2.9.) выделяются три участка:

- начальный участок, соответствующий интенсивному притоку жидкости; - промежуточный, соответствующий затухающему притоку;
- конечный участок, на который влияние притока практически отсутствует и им можно пренебречь.

Точки третьего участка используются для аппроксимации их прямой линией и используются в дальнейшем при интерпретации КВД с помощью одной из приведенных в настоящей главе методик. При отсутствии на графике в координатах $\lg\tau - \lg\Delta P$ третьего участка указанные методики использовать нельзя.

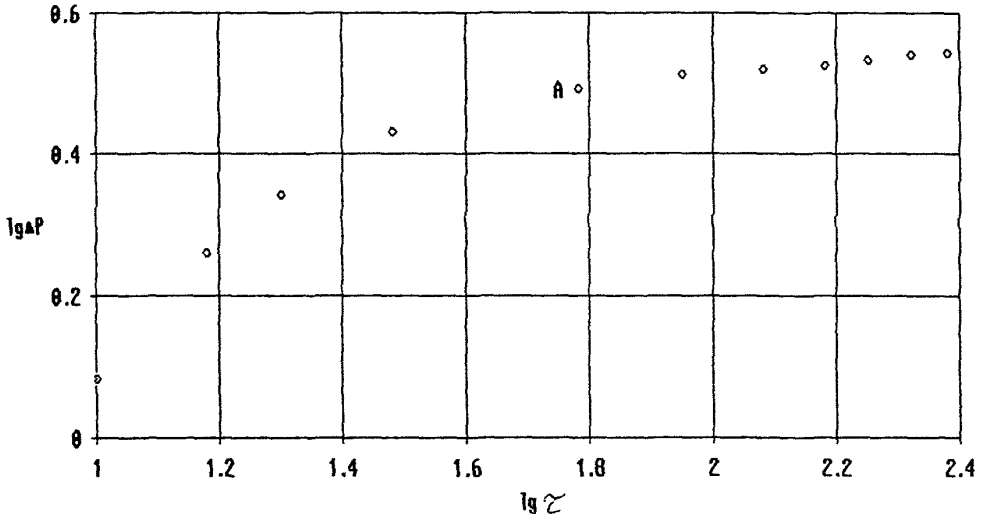


РИС.2.9

Оценка влияния притока на КВД.
(точка А приблизительно соответствует началу участка КВД, который можно аппроксимировать прямой в полулогарифмических координатах на рис.6)

Более сложные методики интерпретации КВД, учитывающие многообразие факторов, влияющих на характер изменения давления, и требующие значительного объема вычислений, реализуются на ЭВМ. Эти методики представлены в разделе 2.4. настоящего руководства, посвященном автоматизированной обработке результатов гидродинамических исследований.

Для интерпретации КВД с учетом притока в случае длительной работы скважины с постоянным дебитом в разделе 2.4. приведена программа, реализующая интегральный метод Чарного-Умрихина [6].

Для интерпретации КВД с учетом произвольного режима работы скважины до остановки, а также притока после остановки, в разделе 2.4. приведена программа обобщенного дифференциального метода Мясникова. Решение, лежащее в основе этой методики, является наиболее общим: из него как частные случаи могут быть получены методики МДХ, Хорнера, Чарного-Умрихина и др.

Для интерпретации КВД в тех случаях, когда не соблюдаются условия применения методов "прямолинейной анаморфозы" (аппроксимация кривой давления в определенных координатах прямой линией), в разделе 2.4., рекомендуется метод наилучшего совмещения. При использовании метода наилучшего совмещения на ЭВМ производится автоматический подбор неизвестных параметров пласта, соответствующих заданной модели фильтрации.

Методика интерпретации "недовосстановленных" КВД дана в п.2.9.

2.3.3. Метод исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание).

Метод исследования взаимодействия скважин

(гидропрослушивание) используется для определения осредненных значений фильтрационных параметров пластов на участках между скважинами в условиях неустановившейся фильтрации жидкости. При этом также устанавливается наличие или отсутствие гидродинамической связи по пласту между забоями исследуемых скважин. Для исследований выбираются минимум две скважины - возмущающая и реагирующая.

В практике промысловых исследований наиболее широкое распространение получило гидропрослушивание при пуске в работу одной возмущающей скважины с постоянным дебитом (или при ее остановке) и прослеживание за изменением забойного давления в одной или нескольких простаивающих скважинах.

Теория метода гидропрослушивания [1,6,8] разработана для случаев фильтрации в пласте жидкостей при давлении выше давления насыщения.

Метод позволяет определять средние значения гидропроводности и пьезопроводности пласта в зоне между скважинами.

Интерпретация результатов исследования взаимодействия скважин при изменении дебита возмущающей скважины на постоянную величину осуществляется по интегральной методике Бузинова-Умрихина [6].

Результаты измерения давления в реагирующей скважине представляются в виде графика исследования взаимодействия скважин, построенного по форме, показанной на рис.2.10., график 1.

Линия AA^1 на графике ("фон") строится как продолжение фактического графика изменения давления в реагирующей скважине до начала исследования.

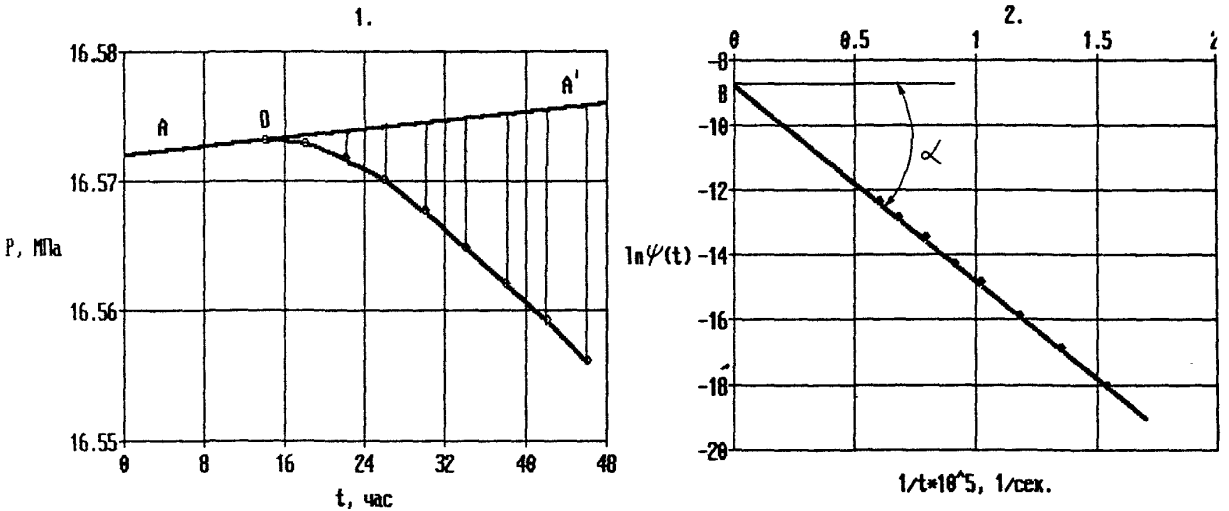


РИС.2.10

Обработка результатов исследования взаимодействия скважин при скачкообразном изменении дебита возмущающей скважины.

Время t отсчитывается с момента изменения режима работы возмущающей скважины.

Изменение давления $\Delta P(t)$ в момент времени t отсчитывается от фактической кривой давления до "фона" (AA^1).

Кривая изменения давления в реагирующей скважине разбивается на равные интервалы времени Δt, причем шаг разбивки должен удовлетворять соотношение $t_{нр} \geq 2\,\Delta t$, где $t_{нр}$ - время начала реагирования, определенное по графику исследования (точки О).

Для каждой точки кривой реагирования с координатами $P(t_n)$ и t_n, *полученными после разбивки, вычисляется функция* $\psi(t)$ по формуле

$$\psi(t) = \sum_{n=1}^{n} \left[\Delta P(t_n) - \Delta P(t_{n-1})\right] : \left(\frac{1}{t_n} + \frac{1}{t_{n-1}}\right), \qquad (2.40.)$$

где $P(t)$, МПа - изменение давления;

t, сек - время с момента начала исследования.

Строится график в координатах $\frac{1}{t_n}$ - $\ln\psi(t)$ и аппроксимируется прямой линией (рис. 2.10., график 2).

По наклону прямой линии к оси абсцисс $tg\alpha$ определяется пьезопроводность пласта в зоне между скважинами

$$\chi = -\frac{R^2}{4\,tg\alpha}, \qquad (2.41.)$$

где R, м - расстояние между исследуемыми скважинами.

По наклону прямой линии к оси абсцисс и отрезку, отсекаемому этой линией на оси ординат B, определяется гидропроводность пласта в зоне между скважинами.

$$\frac{kh}{\mu} = -0{,}921\cdot 10^{-3}\,\frac{\Delta q}{tg\alpha \cdot e^{B}}, \qquad (2.42.)$$

где Δq, $м^3$/сут - изменение дебита возмущающей скважины.

При нелинейной форме преобразованной кривой реагирования

можно сделать качественный вывод о том, что пласт существенно неоднороден, т.е. что в нем имеются зоны резкого изменения коллекторских свойств, непроницаемые экраны и т.п.

Обработка результатов исследований при периодическом скачкообразном изменении дебита возмущающей скважины осуществляется по методике Бузинова-Умрихина [6,7].

Результаты измерения давления в реагирующей скважине представляются в виде графической зависимости (рис.2.11.).

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 (точка 0).

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^1 - "фона" давления, характеризующего поведение давления в реагирующей скважине до изменения режима работы возмущающей скважины.

$$\varkappa = \frac{\mathcal{T}R^2}{T(\alpha_i - \frac{\mathcal{T}}{2})^2}, \qquad (2.43.)$$

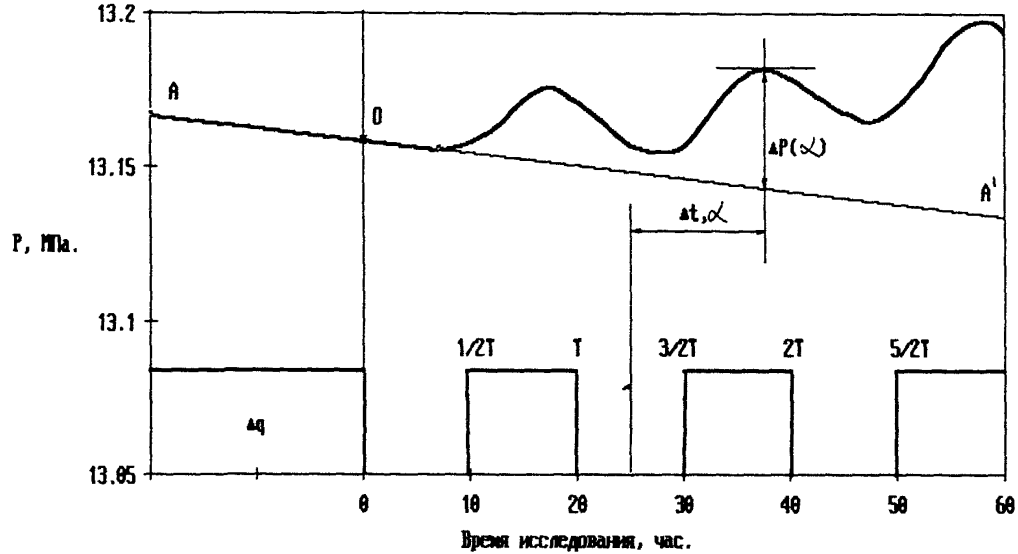


РИС.2.11

Изменение давления в реагирующей скважине при периодическом изменении дебита возмущающей скважины.

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{11{,}57 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta q}{\Delta P(\alpha_i)} \left[-\frac{1}{8\pi} E_i\left(-\frac{R^2}{4\varkappa t_i}\right) \pm \frac{1}{\pi^2}\sqrt{\frac{\pi \varkappa t}{8R^2}} \cdot e^{-R\sqrt{\frac{\pi}{\varkappa T}}}\right], \quad (2.44.)$$

где $\Delta P(\alpha_i)$, МПа – импульс давления;

α_i, рад. – сдвиг фаз;

Δq, $м^3$/сут – величина периодического изменения дебита возмущающей скважины;

t_i, с – время с момента начала исследования;

T, с – период изменения дебита возмущающей скважины;

R, м – расстояние между исследуемыми скважинами;

E_i – интегральная экспоненциальная функция, значение которой определяется по таблице.

В формуле (2.44.) знак "плюс" соответствует значениям минимумов давлений на кривой реагирования, а знак "минус" значениям максимумов давления.

Сдвиг фаз определяется по формуле

$$\alpha_i = 2\pi \cdot \frac{\Delta t_i}{T}, \quad (2.45.)$$

где Δt_i, с – время отсчитываемое от экстремальной точки на кривой давления до середины соответствующего импульса дебита.

Для определения фильтрационных характеристик пласта по формулам (2.43.) и (2.44.) используется третий и последующие импульсы давления $\Delta P(\alpha)$, так как результаты расчетов для более ранних моментов времени могут искажаться влиянием начальных условий. Полученные значения $\frac{kh}{\mu}$ и $\varkappa$ осредняются.

Наиболее полно учитывать реальные свойства пласта позволяет интерпретация результатов гидропрослушивания на ЭВМ методом наилучшего совмещения.

В разделе 2.4. настоящего руководства приведен порядок

обработки на ЭВМ кривых реагирования методом наилучшего совмещения Мясникова [7]. Метод предполагает произвольный характер изменения дебита возмущающей скважины и заключается в автоматическом подборе неизвестных параметров пласта, таким образом, чтобы получить наилучшее совмещение фактической и расчетной кривых реагирования. При использовании метода наилучшего совмещения расширяется понятие "кривая реагирования". Здесь под этим термином понимается совокупность замеров давления в пространственно-временных точках, т.е. замеры изменения давления во времени в нескольких наблюдательных скважинах, которые можно обрабатывать совместно, получая в результате обработки осредненные параметры пласта.

2.3.4. Особенности гидродинамических исследований сложнопостроенных коллекторов.

2.3.4.1. Модель сложнопостроенного коллектора.

При исследовании сложнопостроенных коллекторов применим ранее представленный комплекс гидродинамических исследований, но интерпретация полученных результатов имеет свои особенности. Подробно они рассмотрены в Методическом руководстве по гидродинамическим исследованиям сложнопостроенных залежей [5]. В данном руководстве рассмотрены гидродинамические исследования применительно к слоистонеоднородным, трещиновато-пористым, кавернозно-пористым типам коллектора. Теоретические и промысловые исследования показали, что кривые восстановления (падения) давления, полученные в скважинах, вскрывших данные типы коллектора, математически можно описать принимая схему пласта с

двойной средой [7] (рис.2.12.).

Первой средой являются пропластки с лучшей проницаемостью в слоисто-неоднородных и трещины в трещиновато-пористых пластах. По ним происходит приток жидкости в скважину. Второй средой являются пропластки с низкой проницаемостью в слоисто-неоднородных и слабопроницаемые блоки (матрица) в трещиновато-пористых пластах. Объем первой среды много меньше объема второй среды, которая подпитывает первую среду.

2.3.4.2. Особенности кривых восстановления давления полученных в сложнопостроенных коллекторах.

На преобразованных в координатах ΔP, log t(рис.2.13.) кривых восстановления давления отчетливо выделяются два прямолинейных участка "bc" и "de" и между ними криволинейный участок "cd".

Первый прямолинейный участок "bc" несет информацию об изменении давления в среде с лучшими фильтрационными параметрами. Угловой коэффициент первого прямолинейного участка и отрезок, отсекаемый на оси ординат экстраполяцией прямолинейного участка, определяют фильтрационные свойства первой среды. Переходный криволинейный участок "cd" характеризует нестационарные процессы обмена жидкостью между первой и второй средами. После стабилизации этих процессов, пласт с двойной средой начинает проявлять себя как однородный пласт. На кривой восстановления (падения) давления

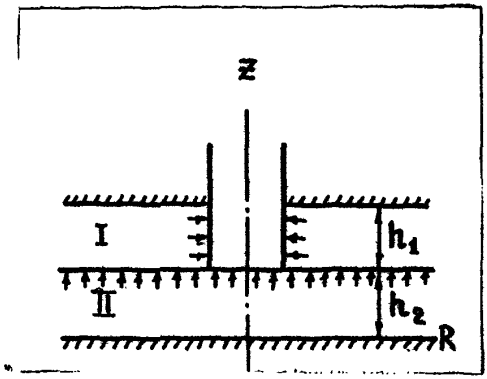


Рис. 2.I2. Схема пласта с двойной средой.

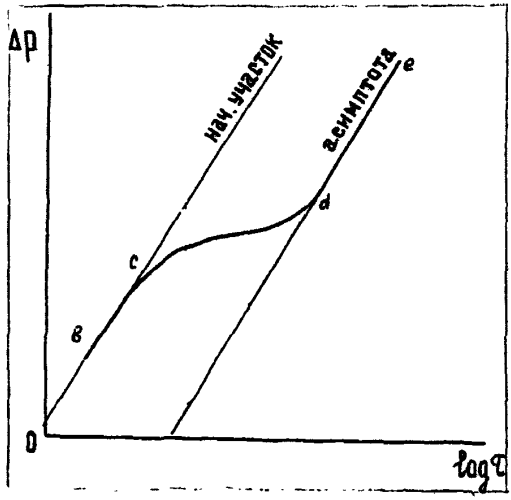


Рис. 2.I3. Преобразованная кривая восстановления давления, характерная для трещиновато-пористого пласта.

появляется конечный прямолинейный участок "de", наклон которого меньше или равен наклону первого прямолинейного участка "вс".

Аналитическая зависимость функции давления в сложнопостроенной залежи, полученная из теории фильтрации, описывается двумя асимптотами начальной и конечной

$$\Delta P_1 = \frac{Q}{4\pi\varepsilon} \ln \frac{2{,}25\,\varkappa_1 \cdot t}{r_c^2}, \qquad (2.46.)$$

$$\Delta P_2 = \frac{Q}{4\pi\varepsilon} \ln \frac{2{,}25\,\varkappa_{пр} \cdot t}{r_c^2}, \qquad (2.47.)$$

и участком их сопряжения, где ε, $\varkappa_1$ - гидропроводность и пьезопроводность флюидоподводящей среды, $\varkappa_{пр}$ - приведенная пьезопроводность среды с двойной пористостью.

Как видно из сопоставления с рис. 2.13., характер аналитической зависимости соответствует опытной кривой.

Для определения фильтрационных параметров может быть использована приведенная в разделе 2.4. автоматизированная система обработки данных с использованием метода совмещения теоретической и экспериментальной функций давления.

Кроме того, каждая их асимптот может быть обработана по методике для однородного пласта, (раздел 2.3.2.), по которой определяются гидропроводность и пьезопроводность высокопроницаемого пласта и системы, состоящей из двух пластов.

Таким образом, одной из особенностей при интерпретации кривых восстановления (падения) давления, полу́ченных в сложнопостроенных коллекторах, является правильный выбор нужного прямолинейного участка преобразованной кривой, по которому определяют величины гидропроводности и приведенной пьезопроводности пласта.

2.3.4.3. Особенности исследования скважин, вскрывших слабопроницаемые пласты.

Другой особенностью интерпретации кривых восстановления давления, полученных в скважинах, вскрывших сложнопостроенные коллекторы, является то, что исследуемая скважина может вскрыть только относящуюся ко второй среде часть пласта, т.е. пропластки с низкой проницаемостью в слоисто-неоднородных или слабопроницаемые блоки в трещиновато-пористых пластах. В случае невозможности установки режима фонтанирования с постоянным отбором или при периодической работе скважины обработку полученных кривых изменения давления следует проводить методом прослеживания уровня [7].

2.3.4.4. Особенности использования метода гидропрослушивания.

Наиболее информативным методом исследования скважин в условиях сложнопостроенных коллекторов является гидропрослушивание скважин. Оно позволяет оценить гидродинамическую взаимосвязь в пределах залежи, определить тип коллектора и его фильтрационные характеристики, а, используя гидродинамические параметры пласта, полученные по кривым восстановления давления, произвести оценку запасов флюида в залежи [5].

Изменение давления в произвольной точке пласта при произвольном изменении дебита скважины для случая гидропрослушивания имеет вид:

$$\ln \frac{P(R,t_o)}{F(t_o)\cdot t_o^{1/4}} = \ln \frac{\mu}{2\pi k h}\sqrt{\frac{\pi}{2R}}\sqrt{\frac{\varkappa_1}{\lambda}} - \frac{R\sqrt{\lambda}}{\sqrt{\varkappa_1 t_o}}, \quad (2.48.)$$

где $P(r,t_o)$ и $F(t_o)$ - изображения по Лапласу функций давления и

дебита, t_o - величина, обратная параметру преобразования Лапласа, R - расстояние между скважинами, λ - параметр неоднородности

$$\lambda = 1 + \frac{K_2 \cdot K_1 \cdot t_o}{m_1 \cdot \mu \cdot h_1} \cdot \frac{t \cdot h \sqrt{\varkappa_2 \cdot t_o}}{\sqrt{\varkappa_2 \cdot t_o}} \qquad (2.49.)$$

где K_1 - модуль упругости первой среды.

Теоретические исследования и практические примеры показывают, что кривые гидропрослушивания в координатах $\ln \frac{P(R_1, t_o)}{F(t_o) \cdot t_o^{1/4}}$, в трещиновато-пористом или слоисто-неоднородном пласте нельзя аппроксимировать прямой во всем диапазоне исследования. Аппроксимация начальных участков преобразованных кривых гидропрослушивания прямыми позволяет определить пьезопроводность высокопродуктивного пропластка (трещины) $\varkappa_1$, а аппроксимация конечного участка - приведенную пьезопроводность $\varkappa_{пр}$.

$$\varkappa_{пр} = \frac{\varkappa_1}{\lambda_{max}} \qquad (2.50.)$$

для больших t_o

$$\lambda_{max} = 1 + \frac{\beta_{пр_2} \cdot m_2 \cdot h_2}{\beta_{пр_2} \cdot m_1 \cdot h_1} = 1 + B \qquad (2.51.)$$

где $\beta_{пр}$ - коэффициент сжимаемости жидкости с учетом деформации пористой среды, $B = \frac{\varkappa_1}{\varkappa_{пр}} - 1$ - отношение упругоемкостей первой и второй сред.

Известно, что пьезопроводность, определенная по каждому участку преобразованной кривой гидропрослушивания, будет изменяться от максимального значения $\varkappa_1$ (рис. 2.14.) соответствующего пьезопроводности лучшего пласта (трещины), до приведенный пьезопроводности $\varkappa_{пр}$.

Таким образом, для обработки кривых гидропрослушивания необходимо:

- обработать кривую одним из известных методов, например,

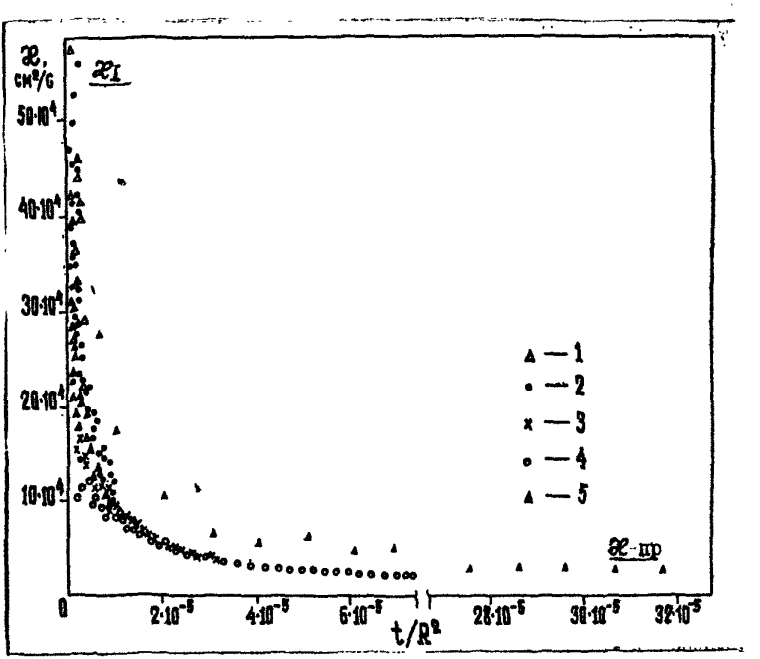


Рис. 2.I4. Кривые распределения пьезопроводности, полученные при обработке данных гидропрослушивания скв. № 27 и № 28 (на пуск - I и на остановку - 2); скв. № I69 и I27 (на пуск - 3 и на остановку - 4); скв. №№ 558, и 557 (на пуск - 5).

интегральным [7];

- определить значения $\varkappa$ и $\frac{Kh}{\mu}$ по разным во времени кривым реагирования;

- построить график распределения пьезопроводности во времени;

- проинтегрировать кривую распределения пьезопроводности во времени, построить график $\int_{t_n}^{t}(t)dt$ до t и по начальному и конечному участкам определить $\varkappa_1$ и $\varkappa_{пр}$.

Более детально интерпретация результатов исследования сложнопостроенных залежей представлена в Методическом руководстве [5], разработанном во ВНИИ в рамках работы, выполненной по договору 88.035.90., утвержденном МНП в 1988 г.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Инструкция по гидродинамическим методам исследования пластов и скважин. РД 39-3-593-81, МНП, ВНИИ, 1982.
2. Временное руководство по гидродинамическим исследованиям трещиновато-пористых коллекторов, М., ВНИИ, 1977.
3. Earlougher R.C., "Advances in well test ahalysis", SPE, NY - Dallas, 1977.
4. Petroleum Engineering Handbook, SPE, Richrdson, TX.
5. Методическое руководство по гидродинамическим исследованиям сложнопостроенных залежей, РД 39-0147035-234-88, МНП, ВНИИ, 1988.
6. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д., "Гидродинамические методы исследования скважин и пластов". М., "Недра", 1973.
7. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д., "Исследования нефтяных и газовых скважин и пластов", М., "Недра", 1984.
8. Чарный И.А., Подземная гидродинамика. М., Гостоптехиздат, 1963.

2.4. Автоматизированная обработка материалов промысловых гидродинамических исследований по контролю разработки.

2.4.1. Расчет фильтрационных характеристик пластов на ЭВМ по данным исследования на неустановившихся режимах.

В разделе 2.3. настоящего руководства излагаются графоаналитические методы обработки экспериментальных данных. Необходимые при этом вычисления, в некоторых случаях, могут быть проведены с помощью микрокалькуляторов (обработка КВД без учета притока, обработка кривых реагирования при постоянном дебите, обработка индикаторных диаграмм и т.д.), в других случаях следует пользоваться ЭВМ.

На ЭВМ возможно рассчитать координаты преобразованной кривой, аппроксимировать эту кривую прямой линией на машине, а также выполнить остальные необходимые действия по расчету параметров пласта.

Преимущества автоматизированной обработки особенно очевидны при подборе параметров пласта, которые входят в формулы подземной гидродинамики , таким образом, чтобы получить наилучшее совпадение фактических данных об изменении давления с данными, рассчитанными по формулам подземной гидродинамики (метод наилучшего совмещения).

Процедура совмещения может быть полностью формализована и автоматизирована с помощью ЭВМ. Все манипуляции с данными происходят в "памяти" ЭВМ и лишь по завершению обработки на печать в табличной или графической формах выдаются координаты расчетной

кривой, наилучшим образом совместившейся с фактической, для того, чтобы исследователь мог визуально оценить это совмещение.

Для обработки одной кривой изменения давления исследователь должен составить задание для ЭВМ, состоящее из:

- головной программы на языке фортран;
- операторов языка управления заданиями, обеспечивающих подключение из библиотеки объектных или загрузочных модулей необходимых подпрограмм;
- входных данных.

Дальнейшее описание технологии проведения расчетов и анализ их результатов в основном ориентировано на специалистов, работающих на ЭВМ.

Представленное ниже программное обеспечение по обработке исследований нашло широкое распространение в практике гидродинамических исследований. Пакет программ отлажен в новейшей операционной системе для больших моделей ЕС ЭВМ от ЕС-1035 и выше с СВМ (система виртуальных машин). Пакет программ является автономным и для его реализации не требуется дополнительного математического обеспечения. Все подпрограммы написаны на том подмножестве языка Фортран, которое одинаково пригодно для реализации на ЕС ЭВМ.

2.4.1.1. Метод прямолинейной анаморфозы.

При определенных условиях (неограниченный неоднородный терригенный пласт, постоянный дебит единственной возмущающей скважины) формулу (2.52.) удается привести к виду уравнения прямой

линии $$\psi_y = A + i \cdot \psi_x , \qquad (2.52.)$$

где функция ψ_x и ψ_y зависят только от времени, координат скважин, давления и дебита, а неизвестные параметры входят в угловой коэффициент i и сводный член A, причем в i, либо в A должен входить только один искомый параметр.

Порядок определения параметров пласта:

- для нескольких значений времени на ЭВМ вычисляются значения функций ψ_x, ψ_y;

- строится график зависимости ψ_y и ψ_x, которые называются "преобразованными" в отличие от "обычных" графиков прослеживания, построенных в координатах t, ΔP, а сама процедура называется "анаморфозой" (преобразованием) фактической кривой изменения давления;

- на полученном преобразованном графике выбирается прямолинейный участок;

- определяются угловой коэффициент i и свободный член A этого прямолинейного участка;

- определяются фильтрационные параметры пласта, входящие в величины i и A.

Метод прямолинейной анаморфозы позволяет вести обработку кривых изменения давления как на стенке возмущающей скважины (КВД), так и кривых изменения давления на наблюдательной (простаивающей) скважине (гидропрослушивание). С помощью метода прямолинейной анаморфозы реализованы следующие методы обработки:

Для обработки КВД:

- метод И.А. Чарного - И.Д. Умрихина,

- обобщенный дифференцированный метод Ю.А. Мясникова.

Для обработки кривых реагирования:

- метод С.Н. Бузинова - И.Д. Умрихина.

В силу унифицированного подхода к процессу обработки промысловых данных пользователю программы необходимо выбор метода обработки осуществить с помощью процедуры - CALL (метод). Имя метода задается в процессе формирования головной программы.

Головная программа при обработке по методу прямолинейной анаморфозы имеет следующий вид:

Таблица 2.I.

```
COMMON (A 0/A 0 (15), F(15),M,I T
COMMON /MCPEDA/ MCPEDA
COMMON /MOD 2/ MODEL, MODEL 1
COMMON /IPWELL/ IPWELL, KBCKB
COMMON /IPEXDA/ IPEXDA, KHCKB
IPWELL = 1                          CALL TREAT
IPEXDA = 1                          MCPEDA = 1
KBCKB = 1                           MODEL = 0
KHCKB = 1                           MODEL 1 = 1
CALL WELL
CALL EXPATA                         IT = 0
CALL (имя подпрограммы)             STOP
CALL GRAFIK                         IND
```

Имя подпрограммы выбирается по желанию пользователя, о чем сказано выше.

Описание комплекта подпрограмм, осуществляющих обработку промыслового материала по методу прямолинейной анаморфозы, дано в

таблице 2.2.

Таблица 2.

Перечень подпрограмм, реализующих метод прямолинейной анаморфозы

NN	Имя	Длина в байтах	Назначение
1	2	3	4
1.	BUZUM		Вычисляет координаты преобразованной кривой реагирования по методу С.Н. Бузинова-И.Д. Умрихина.
2.	CHARUM		Вычисляет координаты преобразованной кривой восстановления давления по интегральному методу И.А. Чарного-И.Д. Умрикина.
3.	DEBIT		Вычисляет дебит притока по данным об изменении забойного, затрубного и буферного давлений.
4.	FUNDIF		Вспомогательная программа для NUMDIF.
5.	GRAFIK		Печатает графики на АЦПУ.
6.	LININT		Вычисляет значение табличной функции с одинарной точностью путем линейной интерполяции.
7.	LOGINT		Вычисляет значение табличной функции с одинарной точностью путем логарифмической интерполяции.
8.	NUNDIF		Вычисляет производную функции одной переменной.
9.	ODM		Вычисляет координаты преобразованной кривой восстановления забойного давления по обобщенному дифференциальному методу.
10.	TREAT		Производит обработку преобразованных кривых по методу наименьших квадратов и определяет параметры пласта для всех методов
11.	EXDATA		Вводит данные о расположении наблюдательных скважин и кривых изменения давления в них.
12.	WELL		Вводит данные о расположении и дебитах возмущающих скважин.

В головной подпрограмме задаются значения параметров IPWELL и IPEXDA, управляющих выдачей на печать информации, вводимой подпрограммами WELL и EXDATA соответственно. Если эти параметры равны нулю или вообще не заданы, то выдача на печать не происходит. Печать происходит только в том случае, если значения указанных параметров равны единице.

Кроме того, здесь задаются значения параметров KBCKB (количество возмущающих скважин) и KHCKB (количество наблюдательных скважин), которые через COMMON - блоки передаются подпрограмм WELL и EXDATA соответственно. Входные данные к этим подпрограммам готовятся в соответствии с табл. 2.3. и 2.4.

На первом этапе после ввода исходных данных об изменении дебита и забойного давления с помощью подпрограмм WELL И EXDATA вызывается подпрограмма, вычисляющая функции ψ_x и ψ_y. Имя этой подпрограммы для каждого метода разное. Преобразованный график в координатах ψ_x и ψ_y с помощью подпрограммы GRAFIK можно вывести на экран дисплея или на печать.

Таблица 2.3.

Входная информация к WELL.

NN	Величины	Единица измерения	Идентификатор	Формат	
				метка	спецификация
1	2	3	4	5	6
1.	Название месторождения, пласта и т.д.	-	INFWEL	555	
2.	Номер скважины	целое	NOCKB	100	
	Номер пласта	целое	NOPLAST		
	x - координата скважины	м	x		
	y - координата скважины	м	y		
	Радиус скважины по долоту	м	RS		
3.	Количество узлов на графике дебита	целое	KTQ	500	
4.	Параметр, указывающий вид задания времени в узлах графика дебита (должен принимать значения: 1,2,3 или 4)	целое	ITIME	500	
5.	Координаты узлов графика дебита				
	Если ITIME=1 время и дебит набираются на отдельных строках	любая -"-	T(I) Q(I)	501 501	
	Если ITIME=2, время и дебит набираются на одной строке.	любая -"-	T(I) Q(I)	502	
	Если ITIME=3, время задается в виде: день, месяц, час, мин, сек.	дата любая	T(I) Q(I)	503	
	Если ITIME=4, время задается в виде: день, месяц, год, час, мин, сек.	дата любая	T(I) Q(I)	504	
6.	Коэффициент перевода единиц измерения времени в	с/ед.	CT	501	
	Если ITIME равно трем или четырем, CT=1				
7.	Коэффициент перевода единиц змерения дебита в $см.^3/с$	$см^3/с/ед$	CQ	501	

1	2	3	4	5	6
8.	Параметр, определяющий вид графика дебита (Должен принимать значение 1. или 2.) Если график дебита скважины имеет вид ступенчатой линии, то OWID=1 Если график дебита скважины имеет вид ломаной линии, то OWID=2	-	OWID	501	

Таблица 2.4.

Входная информация к EXDATA

1	2	3	4	5	6
1.	Название месторождения, пласта, дата и т.д.		INFEXD	555	
2.	Номер скважины	целое	NOCKB	100	
	Номер пласта	целое	NOPLAST		
	x - координата скважины	м	x		
	y - координата скважины	м	y		
	Радиус скважины по долоту	м			
3.	Количество узлов на графике давления	целое	KTP	500	
4.	Параметр, указывающий вид задания времени в узлах кривой изменения давления (должен принимать значения: 1,2,3 или 4).	целое	ITIME	500	
5.	Координаты узлов графика давления				
	Если ITIME=1, время и давление набираются на отдельных строках	любая любая	T(I) P(I)	504	
	Если ITIME=2, время и давление набираются на одной строке	любая любая	T(I) P(I)	502	

1	2	3	4	5	6
	Если ITIME=3, время задается в виде: день, месяц, час, мин, сек.	дата любая	T(I) P(I)	503	
	Если ITIME=4, время задается в виде: день, месяц, год, час, мин, сек.	дата любая	T(I) P(I)	504	
6.	Коэффициент перевода единиц измерения времени в секунды Если ITIME=3 или 4, CT=1	с/ед	CT	501	
7.	Коэффициент перевода единиц измерения давления в МПа	МПа/ед	CP	507	
8.	Параметр, определяющий вид замеров давления (должен принимать значение +1. или -1.)	-		507	
9.	Координаты начальной точки графика давления	любая любая безразм.	T 0 P 0 NT 0	505	

На втором этапе исследователем (специалистом по гидродинамическим исследованиям) анализируется полученный график, выбирается модель пласта. На третьем этапе обработки, если установлено, что преобразованный график имеет прямолинейный участок, который может быть обработан на основании модели однородного неограниченного пласта, вызывается подпрограмма TREAT, определяющая угловой коэффициент и свободный член выбранного прямолинейного участка по методу наименьших квадратов и вычисляющая параметры пласта. Во входных данных к подпрограмме TREAT пользователь должен задать границы прямолинейного участка, а также толщину пласта и вязкость жидкости.

На втором этапе рекомендуется следующий режим обработки.

состоящий в двух прогонах задания на ЭВМ.

При первом прогоне задания для ЭВМ величины Ix1 и Ix2, определяющие границы расчетного участка, следует положить равными нулю. В этом случае TREAT производит вычисление по методу наименьших квадратов углового коэффициента и свободного члена по всем точкам преобразованного графика, затем по соответствующим формулам рассчитывает фильтрационные параметры пласта и выдает на печать под заголовком: "Оценочные значения фильтрационных параметров пласта, полученные по всем точкам преобразованного графика". Под таблицей значений параметров печатается текст: "определите границы расчетного прямолинейного участка и введите задание снова". После того, как пользователь выполнит второй этап, т.е. определит величины Ix1 и Ix2, представляющие собой номера точек преобразованного графика ближайшие соответсвенно к началу и к концу прямолинейного участка, задание вводится снова. При повторном прогоне можно при желании параметры IPWELL и IPEXDA положить равными нулю, чтобы исключить распечатку исходных данных и не вызвать подпрограмму печати графика. Получаемые в результате работы подпрограммы TREAT фильтрационные параметры пласта являются окончательными.

Если анализ преобразованного графика показывает, что для обработки КВД необходимо принять модель ограниченного или трещиновато-пористого пласта, то кривая изменения давления обрабатывается по методу наилучшего совмещения.

Зак. 2750

2.4.1.2. Метод наилучшего совмещения.

Во всех случаях, когда метод прямолинейной анаморфозы неприемлем для определения фильтрационных и геометрических параметров пласта по кривым изменения давления, следует применять метод наилучшего совмещания, который заключается в следующем.

Выбирается модель пласта, т.е. конкретный вид уравнения, соответствующий геолого-гидродинамическим условиям проведения промысловых исследований.

Если задаться произвольным набором параметров пласта и рассчитать давление по формуле, соответствующей выбранной модели, в тех же пространственно-временных точках, в которых задана промысловая кривая изменения давления, то полученная расчетная кривая, очевидно, не совпадет с фактической кривой. Величину расхождения полученной кривой с фактической можно оценить, вычислив так называемую невязку.

Если задаться другим набором параметров и снова вычислить невязку, то ее величина будет уже другая. Очевидно, можно найти такой набор неизвестных параметров пласта, что невязка будет иметь минимальное значение , а фактическая и расчетная кривые при этих значениях параметров совместятся наилучшим образом.

Метод наилучшего совмещения позволяет определять параметры пласта в самых различных, достаточно сложных геолого-гидродинамических условиях. Так, появляется возможность учесть наличие нескольких возмущающих скважин, каждая из которых работает с произвольным дебитом, наличие в пласте границ той или

иной формы. При этом пласт может быть либо однородным, либо однородно-анизотропным, либо трещиновато-пористым, либо многослойным. В описываемом пакете программ представлен метод наилучшего совмещения Ю.А. Мясникова, который использован для обработки КВД, а также кривых гидропрослушивания при различных геолого-гидродинамических моделях.

Для решения задачи на ЭВМ необходимо составить головную программу стандартного типа и подключить библиотеку объектных (или загрузочных) модулей, в которой должны находиться все программы пакета.

Головная программа в простейшем случае обработки данных одного исследования должна иметь следующий вид:

```
COMMON/A 0/ A 0 (15), F (15),M,IT
COMMON/MCPEDA/MCPEDA
COMMON/MOD 2/MODEL, MODEL 1
COMMON/IPWELL/IPWELL, KBCKB
COMMEN/IPEXDA/IPEXDA, KBCKB
IPWELL=1
IPEXDA=1
KBCKB=1
KHCKB=1
IT=0
CALL WELL
CALL EXDATA
MCPEDA=1
MODEL=0
MODEL 1=1
CALL PLAST
CALL COBM
STOP
END
```

Описание комплекта подпрограмм, осуществляющих обработку промыслового материала по методу наилучшего совмещения, дано в таблице 2.5.

Таблица 2.5.

Перечень подпрограмм, реализующих метод наилучшего совмещения

NN	Имя	Длина в байтах	Назначение
1	2	3	4
1.	ALIN 2	824	Вычисляет значение табличной функции путем линейной интерполяции
2.	ARITHM		Вычисляет значение минимизируемой функции и ее производных по параметрам
3.	CHSUM 2	568	Вычисляет приближение функции полиномами Чебышева
4.	COBM	3218	Вводит фиксаторы, устанавливает пределы изменения каждого параметра, вызывает FUMILI и ERGRAF
5.	COMPAR	1636	Подготавливает необходимые данные и вызывает TAUR
6.	CURVE	4150	Рассчитывает кривые изменения давления в заданных точках пласта в заданном интервале времени с заданным шагом
7.	DAMAX	468	Находит максимальный элемент в заданном массиве
8.	DAMIN	468	Находит минимальный элемент в заданном массиве
9.	DATUM 1	1186	Преобразует время, заданное в виде день, месяц, час, мин, сек, в количество секунд от начала процесса исследования
10.	DATUM 2	2112	Преобразует время, заданное в виде день, месяц, год, час, мин, сек, в количество секунд от начала процесса исследования
11.	DBESK 0	1290	Вычисляет значение модифицированной функции Бесселя второго рода нулевого порядка $K_0(x)$
12.	DBESK 1	1304	Вычисляет значение модифицированной функции Бесселя второго рода первого порядка $K_1(x)$

1	2	3	4
13.	DPL 1	818	Вычисляет значение производных от давления по фильтрационным параметрам для модели 1 трещиновато-пористого пласта, используя численное обращение преобразований Лапласа
14.	DPL 2	962	То же действие для модели 2 трещиновато-пористого пласта
15.	EI	808	Вычисляет значение интегрально-показательной функции - $E_1(-x)$
16.	ERGRAF	1468	Производит вычисление кривых изменения давления в тех же пространственно-временных точках, в которых заданы фактические кривые; выводит эти кривые на печать в табличном и графическом виде
17.	EXDATA	2264	Вводит данные о расположении наблюдательных скважин и кривых изменения давления в них
18.	FEZ	562	Вспомогательная подпрограмма к PRESL 2
19.	FI	688	Вспомогательная подпрограмма к TAUR
20.	FRACT	2448	Вычисляет давление в заданный момент времени в заданной точке однородного трещиновато-пористого пласта (как по модели 1, так и по модели 2) при работе в нем нескольких скважин со ступенчатоизменяющимся дебитом
21.	FUMILI	5868	Производит минимизацию квадратичного функционала H= (P_i-P_i)
22.	FUNCT		В зависимости от типа пористой среды вызывает PRES 16 или FRACT
23.	KDATE	586	Осуществляют переход от календарной даты к текущему времени и обратно
24.	LINVN		Вычисляет массив коэффициентов для работы LINV 2
25.	LINVN 2	634	Вычисляет оригинал функции по ее лапласовому изображению
26.	MCONL 1	762	Вспомогательная подпрограмма для работы TAUR
27.	MCONV	2242	Вспомогательная подпрограмма для работы FUMILI
28.	MONITO	1914	Выводит на печать результат работы FUMILI
29.	MSCINV	2246	Вспомогательные подпрограммы для работы TAUR
30.	MVSCM	808	Вычисляет координаты системы отраженных скважин в модели прямоугольного пласта

1	2	3	4
31.	OTPAJ 2	1950	То же для клинообразного пласта
32.	PARAM		Вспомогательная программа к CURVE
33.	PLAST	1224	Вводит и модифицирует начальные приближения параметров для всех моделей пластов
34.	PRESL 1	460	Вычисляет лапласово изображение давления в заданный момент времени в заданной точке модели 1 трещиновато-пористого пласта
35.	PRESL 2	492	То же для модели 2
36.	PRES 16	3168	Вычисляет давление в заданный момент времени в заданной точке однородного неограниченного, прямоугольного или клинообразного пласта (в зависимости от индекса модели) при работе в нем нескольких скважин со ступенчато или линейно изменяющимся дебитом
37.	PRES 61	2468	Вспомогательная подпрограмма для работы PRES 16
38.	OBMIN	3252	Вспомогательная подпрограмма для работы TAUR
39.	SGZ	970	Вспомогательная подпрограмма для работы FUMILI. Вычисляет значение квадратичного функционала и его первых и вторых производных по искомым параметрам
40.	TAUR	2510	Производит сравнение двух моделей пласта
41.	WELL	2304	Вводит данные о расположении и дебитах возмущающих скважин

В головной программе задается модель пласта и вызываются программы WELL, EXDATA, PLAST, COBM, что обеспечивает решение задачи.

Связь между программами осуществляется как с помощью их параметров, так и с помощью COMMON - блоков.

Подпрограмма WELL требует ввода данных о расположении и дебитах возмущающих скважин; подпрограмма EXDATA - ввода данных о расположении наблюдательных скважин и кривых изменения давления в

них. Подробное описание информации вводимой этими подпрограммами дано в табл. 2.3. и 2.4.6 приведенных в разделе 2.4.1.1.

Параметры IPWELL и IPEXDA управляют выдачей на печать введенной и преобразованной подпрограммами WELL и EXDATA информации. Если эти параметры равны 1, то происходит полная выдача на печать. Если эти параметры равны 0, то выдача на печать не происходит.

Очевидно, что информация к WELL и EXDATA не зависит от типа применяемой модели пласта, тогда как входные данные к подпрограммам PLAST и COBM существенно зависят от модели пласта, которая задается параметрами MCPEDA, MODEL, MODEL 1 и MFRACT.

Параметр MCPEDA задает тип пористой среды. В случае однородного пласта MCPEDA=1 (среда с одной пористостью), в случае трещиновато-пористого пласта MCPEDA=2 (среда с двойной пористостью).

Параметр MODEL задает тип границ пласта. В случае неограниченного пласта MODEL=0, в случае прямоугольного пласта MODEL=1, в случае клинообразного пласта MODEL=2.

Параметр MODEL 1 в случаях неограниченного, прямоугольного и клинообразного пластов задает тип однородности. Если пласт считается однородным и изотропным, то MODEL 1=1. Если пласт рассматривается как однородно-анизотропный, то MODEL 1=2.

Параметр MFRACT задает вид модели трещиновато-пористого пласта. Если предполагается, что обмен жидкостью между блоками и трещинами происходит за счет упругости расширения жидкости в блоках, то MFRACT=1. Если же преполагается фильтрация жидкости

внутри блоков, то MFRACT=2.

Подпрограмма PLAST требует ввода начальных приближений для 8-ми параметров в случае неограниченного, прямоугольного и клинообразного пластов (т.е. в случае MCPEDA=1) и для 4-х параметров в случае неограниченного трещиновато-пористого пласта. Если в моделях прямоугольного и клинообразного пластов все восемь параметров необходимы для проведения расчетов, то в модели неограниченного пласта для расчета необходимы только четыре фильтрационные параметра. Тем не менее, требуется формально ввести все восемь величин, при этом в качестве геометрических параметров рекомендуется вводить следующие четыре числа:

1 000 000., 1 000 000., - 1 000 000., - 1 000 000.

Эти числа характеризуют прямоугольный пласт размером 2000x2000 км, т.е. практически неограниченный. Задание одинакового количества параметров для неограниченного и ограниченных пластов является непременным условием работы подпрограммы COMPAR, позволяющей сравнить, какая из двух моделей пласта более точно описывает промысловые данные.

Программа PLACT нормализует, модифицирует введенные параметры для того, чтобы при вычислении они были примерно одного порядка. Так, вместо гидропроводности используется параметр GIDRI=10^4, вместо пьезопроводности - DIF 1=10^{-5}, , размерность координат уменьшается в 10^3 раз, т.е. координаты исчисляются в километрах. Аналогичную нормализацию производят WELL и EXDATA: размерность времени становится 10^5 сек, размерность расхода - 10^4 $см^3$/сек. При этой нормализации сохраняется безразмерность

комплексов параметров: $4\pi h \Delta P/Q\mu$ и $\varkappa/r_{пр}^2$.

Подпрограмма COBM требует ввода некоторых величин F(I), называемых фиксаторами. Количество этих величин должно быть равно количеству параметров модели, т.е. восьми для MCPEDA=1 и четырем для MCPEDA=2, а порядок их ввода должен соответствовать порядку ввода параметров в подпрограмме PLAST.

Фиксаторы могут принимать только два значения: 1. или 0. Значение фиксатора, равное 1., вводится, если соответствующий параметр считается известным и в процессе счета он не должен изменяться. Так, в случае неограниченного пласта для четырех "геометрических" параметров соответствующие фиксаторы должны быть нулями. В случае клинообразного пласта восьмой параметр (угол раствора клина) всегда должен быть зафиксирован. Если пласт считается однородным (MODEL 1=1), то должны быть зафиксированы третий и четвертый параметры.

Аппарат фиксаторов позволяет пользователю решать самые разнообразные задачи, фиксируя те из параметров, которые известны по другим видам исследований. Так, в некоторых случаях положение границ пласта бывает известным по геолого-геофизическим данным, и ставится задача определить только фильтрационные параметры. Иногда бывает известно положение только некоторых границ, и требуется уточнить положение остальных. Фильтрационные параметры при этом также могут быть как известными, так и неизвестными.

После ввода фиксаторов COBM вызывает вначале FUMILI, которая производит поиск неизвестных параметров и вводит результат счета на печать, а затем ERGRAF, которая при найденных параметрах

вычисляет теоретическую кривую реагирования, наилучшим образом совместившуюся с фактической, и выводит обе эти кривые на печать в форме таблицы.

Как видно из таблиц 2.3. и 2.4., структура данных, вводимых подпрограммами WELL и EXDATA, по существу одинакова: в EXDATA требуется ввести только одну дополнительную запись по сравнению с WELL. В обеих программах предусмотрена возможность ввода данных по 50-ти скважинам. Фактическое количество возмущающих и наблюдательных скважин задается в головной программе с помощью величин KBCKB и KHCKB, передается соответственно в WELL и EXDATA посредством COMMON - блоков.

В этих подпрограммах вводятся данные о расположении скважин на площади. Положение скважины задается декартовыми координатами, в качестве которых можно использовать фактические или видоизмененные топографические координаты скважин, а также любые условные координаты с произвольно расположенным началом. Например, за оси координат можно принять две любые взаимноперпендикулярные линии на структурной карте месторождения. При значительной кривизне ствола скважины следует указывать координаты забоя.

Обе подпрограммы позволяют вводить промысловые данные в любых единицах измерения, в частности, в показаниях приборов, и поэтому требуют ввода соответствующих пересчетных коэффициентов. Постоянная размеренность предусмотрена только для координат и радиусов скважин - они всегда задаются в метрах. Время в узлах графиков изменения дебита и давления можно задавать как в стандартных единицах измерения (секунда, минута, час, сутки), так

и в виде календарной даты. В последнем случае указывается число, месяц, год, час, минуты и секунды, при этом каждая из компонент даты должна состоять из двух цифр. Если какая-либо из компонент меньше 10, то перед ней пробивается нуль. В годе указываются только две последние цифры, например:

04.12.80.09.15.00. 4.32; 10.08.82. 16.05.30. 410.6

Предусмотрена возможность задания даты в сокращенном виде - без указания года. В этом случае вышеприведенные примеры выглядят так:

04.12.09.15.00 4.32; 10.08.16.05.30 410.6

После даты в форме F 10.0 вводится величина дебита или давления в произвольных единицах измерения. При таком способе задания времени коэффициент пересчета времени в секунды следует положить равным единице.

В целях унификации во входных таблицах времени печатается как в виде даты, так и в виде количества секунд (иногда и суток), прошедших с начала процесса. Если при вводе данных год был не указан, то за начало процесса принимается 01.03.00.00.00.00., т.е. первое марта 1990 года. Эта дата наиболее удобна в качестве точки при работе подпрограммы манипулирования с датами:

DATUM 2, KDATUM, KDATE

При подготовке данных о дебитах нескольких совместно работающих возмущающих скважин время на графике дебита каждой скважины следует отсчитывать от одного и того же момента. Если в течение некоторого периода после выбранного начала отсчета отдельные скважины не работали, то их дебит полагается равным

нулю. При подготовке данных к EXDATA время для каждой кривой реагирования можно отсчитать от произвольного момента времени, разного для каждой скважины. В этом случае последняя перфокарта к EXDATA предусматривает ввод величин T 0, P 0 NT 0, означающих соответственно: интеграл времени от начала процесса до первого момента времени для данной кривой реагирования, величину давления в начальный момент процесса и номер узла дебита возмущающей скважины, совпадающего с моментом отсчета времени на кривой реагирования. Величины T 0 и P 0 должны иметь ту же размерность, в какой вводятся узловые значения времени и давления.

Очевидно, что величины T 0 и P 0 взаимоисключающие. Если задается T 0, то NT 0 следует положить равным нулю. Если задано NT 0, то следует положить равным нулю T 0. задавать NT 0 можно только в случае единственной возмущающей скважины. Особенно удобно это делать при обработке КВД, когда отсчет времени ведется с момента остановки скважины. В этом случае в качестве NT 0 следует указать номер узла графика дебита, соответствующий моменту остановки скважины. При обработке КВД по одному из методов прямолинейной анаморфозы величина P 0 не нужна и ее можно положить равной нулю. Однако, при обработке КВД по методу наилучшего совмещения величина P 0 обязательна - это начальное пластовое давление в момент пуска скважины. Если эта величина точно неизвестна, то указывается ее приближенное значение, а в головной программе задается значение параметра INDEX, равным двум, в результате чего подпрограмма COMB наряду с фильтрационными

параметрами будет считать неизвестными и начальное пластовое давление.

Параметр PWID полагается равным +1, если вводимая величина P(I) - приращение давления на устье или забое скважины или глубина уровня от устья. Если P(I) - абсолютное давление на устье или забое, то PWID=-1. Другими словами, если вводимая величина P(I) при отборе жидкости повышается с течением времени, то PWID=+1, в противном случае PWID= -1.

Если при исследовании одновременно работают эксплуатационные и возмущающие скважины, то их дебиты должны иметь разные знаки. Для определенности дебит эксплуатационных скважин считается положительным, нагнетательных скважин - отрицательным. Удобнее всего знак дебита задавать знаком коэффициента CQ. Величина этого коэффициента является произведением коэффициента единиц измерения дебита в $см^3/с$ на объемный коэффициент нефти (воды). В частности, если дебит задается в $см^3/сек$, то CQ равен объемному коэффициенту.

В табл. 2.4. в строке 5 "Координаты узлов графика давления" идентификатор P(I) имеет обобщенное значение. При вводе кривых реагирования или КВД, когда дебит притока вводится в подпрограмме WEU, P(I) означает обычную величину давления (уровня). При вводе КВД, когда дебит притока определяется по данным об изменении забойного и устьевого давлений, то в качестве P(I) понимаются три величины: P(I) - забойное давление или уровень, PZ(I) - давление на затрубье и PG(I) - давление на головке НКТ. Формат размещения этих величин при записи указан в столбце 6 табл.2.4. В этом случае под параметром CP понимаются величины:

CP — Коэффициент перевода единиц измерения забойного давления в 0.1 MPa;

GAM — плотность жидкости в стволе скважины, $т/м^3$;

CPZ — коэффициент перевода единиц измерения давления на затрубье в 0.1 MPa;

CPG — коэффициент перевода единиц измерения давления на головке в 0.1 MPa;

FZ — площадь сечения затрубного пространства, $см^2$;

FG — площадь сечения насосно-компрессорных труб, $см^2$;

FPT — площадь сечения пьезометрических труб, $см^2$;

PB 0 — давление у башмака насосно-компрессорных труб, 0.1 MPa.

Все эти данные набираются на одной строке в формате, указанном в строке 7 табл. 2.4.

В тех случаях, когда эти данные не нужны, они не заносятся в тексте EXDATA и тем самым принимают в программе нулевое значение.

Второй тип информации - это данные о фильтрационных и геометрических параметрах пласта (подпрограмма PLASTD. Некоторые из этих данных являются начальными приближениями для параметров, которые считаются неизвестными и подлежат определению, другие данные считаются в процессе счета известными. Состав этой информации зависит от принятой модели пласта и описывается в табл. 2.5.-2.8.

Третий тип информации - это данные к подпрограмме COMB, так называемые фиксаторы параметров, описан в табл. 2.9.

Таблица 2.6.

Входная информация к PLAST для моделей неограниченного и прямоугольного пласта

1	2	3	4	5	6
1.	Гидропроводность пласта	мкм^{2}см / МПа с	AC1)	501	
2.	Пьезопроводность пласта	см^2/с	AC2)	501	
3.	Коэффициент анизотропии	-	AC3)	501	
4.	Угол между главной осью анизотропии и осью	град	AC4)	501	
5.	Абсцисса правой верхней вершины прямоугольника	м	AC5)	501	
6.	Ордината правой верхней вершины прямоугольника	м	AC6)	501	
7.	Абсцисса левой нижней вершины прямоугольника	м	AC7)	501	
8.	Ордината левой нижней вершины прямоугольника	м	AC8)	501	

Таблица 2.7.

Входная информация к PLAST для модели клинообразного пласта VCPEDA=1, MODEL=2, MODEL 1$\left\{\begin{matrix}1\\2\end{matrix}\right\}$

1	2	3	4	5	6
1.	Гидропроводность пласта	мкм^{2}см / МПа с	AC1)	501	
2.	Пьезопроводность пласта	см^2/с	AC2)	501	
3.	Коэффициент анизотропии	-	AC3)	501	
4.	Угол между главной осью анизотропии и осью	град	AC4)	501	
5.	x - координата вершины клина	м	AC5)	501	
6.	y - координата вершины клина	м	AC6)	501	

1	2	3	4	5	6
7.	Угол наклона правой стороны клина к оси (сторона клина справа от биссектрисы, если смотреть из вершины)	град	A(7)	501	
8.	Угол раствора клина	град	A(8)	501	

Таблица 2.8.

Входная информация в PLAST для модели неограниченного трещиновато-пористого пласта MCPEDA=2, MODEL=0, MFRACT= $\left\{\begin{matrix}1\\2\end{matrix}\right\}$

1	2	3	4	5	6
1.	Гидропроводность системы трещин	$\frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{см}}{\text{МПа} \cdot \text{с}}$	A(1)	501	
2.	Приведенная пьезопроводность	$\text{см}^2/\text{с}$	A(2)	501	
3.	Отношение упругостей систем трещин и блоков	-	A(3)	501	
4.	Время запаздывания	с	A(4)	501	

Таблица 2.9.

Входная информация к COMB для всех моделей пласта

1	2	3	4	5	6
1.	Фиксатор параметра пласта F(I) равен 1., если параметр искомый. Фиксатор F(I) равен 0., если параметр известен и не изменяется в процессе счета	-	F(I)	501	

1	2	3	4	5	6
	Вводится М значений, где М - число параметров в данной модели.				

2.4.2. Расчет забойного и пластового давления на ЭВМ в скважинах механизированного фонда по данным устьевых измерений.

Для решения задачи по определению забойного и пластового давления расчетным методом во ВНИИ составлена головная программа стандартного типа, к которой подключается библиотека исходных (загрузочных) модулей, содержащих все подпрограммы пакета.

Связь между подпрограммами осуществляется как с помощью их параметров, так и с помощью COMMON - блоков.

Программа написана на языке Фортран и содержит 1000 операторов. Для выполнения программы необходимо создать файл задания и файл исходных данных.

Конструкция программы отвечает той физической модели, которая положена в основу расчетов (см. раздел 2.2.). При решении задачи последовательно вычисляются расчетные параметры на динамическом уровне, на приеме насоса и на забое. Расчеты с помощью данной программы на всех стадиях осуществляются в два этапа.

На первом этапе осуществляется предварительный расчет относительной плотности и коэффициента сжимаемости газа в затрубном пространстве, скорости звуковой волны, глубины

динамического уровня, плотности нефтегазовой смеси в затрубье с учетом всплывающего через столб нефти газа, давления на приеме насоса. На втором этапе производится уточнение расчетных величин с помощью повторных итераций.

Программа предусматривает ввод исходных данных по форме таблицы 2.10. в следующем порядке: номера группы, номера позиций, наименование входных данных, условные обозначения, единицы измерения, числовые значения задаваемых величин.

Для решения задачи заполняется макет входных данных, табл. 2.11. Макетная таблица заполняется данными из столбца 6, табл. 2.10.

В программе предусмотрены две самостоятельные задачи:

- расчет забойного и пластового давления при одном прогоне программы;

- расчет только забойного давления.

Если ставится задача расчета и забойного, и пластового давления, то в макетной таблице на второй строке проставляется знак "0". Если ставится задача расчета только забойного давления, то там же проставляется знак "1".

Каждая из двух самостоятельных задач имеет три варианта расчетов в зависимости от исходной информации.

Первый вариант: определение забойного давления, когда задано время прохождения звуковой волны до динамического уровня и обратно. При этом на третьей строке макетной таблицы проставляется цифра "1".

Второй вариант. определение забойного давления, когда точно

Таблица 2.10

Исходные данные для расчета пластовых и забойных давлений

№ группы	№ позиции	Наименование входных данных	Условное обозначение	Единица измерения	Значения входных данных
1	2	3	4	5	6
1	1.1	Шифр объекта			20
2	2.1	Решаемая задача 0 - 1-я задача 1 - 2-я задача			
3	3.1	Номер варианта 1 - 1-й вариант 2 - 2-й вариант 3 - 3-й вариант			
4	4.1	Н Г Д У			Нефтеюганское
	4.2	Месторождение			Колодезное
	4.3	Отложения (ярус)			Нижний мел
	4.4	Объект (горизонт, пласт)			ПК 3+4 пласт
5	5.1	Номер скважины			21К
	5.2	Дата исследования,время исследования			09.12.86 13.35.10
	5.3	Тип насоса: ЭЦН-1,ЭЦН-2			1
6	6.1	Глубина скважины по вертикали	L	м	3000
	6.2	Расстояние от устья до приема насоса по вертикали	Lпас	м	1378
	6.3	Глубина скважины с учетом кривизны ствола	L	м	3100
	6.4	Внутренний диаметр эксплуатационной колонны	D	м	0.126
	6.5	Внутренний диаметр НКТ	d	м	0.06
7	7.1	Дебит нефти	Qн	м куб/сут	50
	7.2	Дебит жидкости	Q*	м куб/сут	80
	7.3	Давление на приеме насоса	Рпр	МПа	-
	7.4	Давление на устье в затрубе	Ру	МПа	3.0
	7.5	Температура на устье в затрубе	Ту	град С	30
	7.6	Расстояние до динамического уровня	h1	м	-
	7.7	Время прохождения звуковой волны до динамического уровня и обратно	t	с	8.0
8	8.1	Указатель варианта задачи и пластового давления по данным измерения статического уровня 1-для известного времени прохождения звуковой волны 2-для известного статического уровня	-	-	-
9	9.1	Статическое давление в затрубе на устье	Ру.ст.	МПа	4.5
	9.2	Температура на устье в затрубе	ту.ст.	град С	45
	9.3	Время прохождения звуковой волны до уровня и обратно	t	с	3.0
	9.4	Статический уровень	hст	м	-

известно положение динамического уровня. В макетный таблице проставляется цифра "2".

Третий вариант: определение забойного давления, когда прямым измерением определено давление на приеме насоса. В макетной таблице проставляется цифра "3".

Следует заметить, что записывается только одно значение "1", "2" или "3", чем и определяет выбор расчетного варианта.

При определении пластового давления предусмотрено два варианта расчетов в зависимости от исходной информации.

Первый вариант: определение пластового давления, если известно время прохождения звуковой волны до статического уровня и обратно. В макетной таблице на тринадцатой строке проставляется цифра "1".

Второй вариант: определение пластового давления, если положение статического уровня определено прямым измерением. В макетной таблице проставляется цифра "2".

При обработке результатов исследований последовательно нескольких скважин после завершения ввода исходных данных по каждой скважине в макетной таблице на пятнадцатой строке проставляется "ключ переключения задачи" "0". Это является признаком предложения ввода информации по следующей скважине. После последней скважины или, если скважина единственная, ставится "ключ..." "1".

В таблице 2.11. приведен фрагмент записи исходной информации по скважине 21К Колодезного месторождения для решения задачи определения забойного и пластового давления.

```
FILE; #KUMPL  DATA      02                    PROGRAMMING AND T
```

Таблица 2.II

```
10
0
2
'НЕФТЕКУМСКОЕ        '
'КОЛОДЕЗНОЕ          '
'НИЖНИЙ МЕЛ          '
!A 2=3
 21K
25.03.0700,00.00
 2
1810,0 1097.0 1810, 0.125 .06
10.00 851,0 1017,0 1,01 1.1 1.0 79,0 1.67
0.10 0;0 3.06 0,10 22. 56; 660, 0,0
2
0.1 30; 0.0 315,
1
```

```
==========  0 M  KAZAK    12/07
```

```
FILE; #KUMP2  DATA      02                    PROGRAMMING AND T
```

Таблица 2.I2

```
10
1
2
'НЕФТЕКУМСКОЕ        '
'КОЛОДЕЗНОЕ          '
'НИЖНИЙ МЕЛ          '
!A 2=3
 21K
25.03.0700,00.00
 2
1810,0 1097.0 1810, 0.125 .06
10.00 851,0 1017,0 1,01 1.1 1.0 79,0 1.67
0.10 0;0 3.06 0,10 22. 56; 660, 0.0
1
```

В таблице 2.12. приведен фрагмент записи исходной информации для решения задачи определения забойного давления по скважине 21К Колодезного месторождения.

Для получения листинга результатов расчета нужно выйти из режима просмотра и нажатием функциональной клавиши получить распечатку. На рис.2.15. приведен листинг расчетов по скважине 21К Колодезного месторождения Нефтекумского НГДУ.

2.5. Использование карт изобар для контроля разработки нефтяной залежи.

Карты изобар являются одним из основных средств анализа и контроля процесса разработки. Они характеризуют распределение давлений в пласте на заданный момент времени и применяются при оценке выработки различных участков пласта, при проведении работ по поддержанию пластового давления, при переводе скважин на механизированный способ добычи и др. Широкое применение карты изобар находят и как средство контроля разработки.

Распределение давлений в пласте обусловлено фильтрационными свойствами пласта и историей его разработки [1]. Поэтому, зная историю разработки, на основании карт изобар можно определять свойства пласта и отдельных его участков. Сопоставление полей распределения давления на различные моменты времени дает представление о характере движения жидкости в пласте.

Поле давлений используется в адаптации модели пласта и его фильтрационных свойств по результатам истории разработки и ее прогнозировании на более поздний период [2,3].

```
НГДУ                                    Нефтекумское
МЕСТОРОЖДЕНИЕ                           Колодезное
ОТЛОЖЕНИЯ                               Нижний мел
ОВЪЕКТ                                  YIII 3+4
СКВАЖИНА                                21-К
ДАТА И ВРЕМЯ ИССЛЕДОВАНИЯ               31.06.90 14.00
                КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ
ТИП НАСОСА                              СВН
ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ ПО ВЕРТИКАЛИ, М        1810
РАССТОЯНИЕ ОТ УСТЬЯ ДО ПРИЕМА НАСОСА ПО ВЕР., М 1097
ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ, М                     1810
ВНУТРЕННИЙ ДИАМЕТР ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ, М 0.125
НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР НКТ, М                 0.06
        ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ,ВОДЫ,ГАЗА
ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ, МПА                 10.8
ПЛОТНОСТЬ В ПОВЕРХНОСТНЫХ УСЛОВИЯХ:
                НЕФТИ,КГ/М^3            851
                ВОДЫ, КГ/М^3            1017
ОТНОСИТЕЛЬНАЯ ПЛОТНОСТЬ ГАЗА, ДОЛИ 1.01
ОБЪЕМНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ НЕФТИ, М^3/М^3 1.1
                        ВОДЫ , М^3/М^3 1.0
ГАЗОВЫЙ ФАКТОР, М^3/М^3                 79
ВЯЗКОСТЬ НЕФТИ В ПЛАСТОВЫХ УСЛ., МИЛПА*С 1.67
 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАСЧЕТА
ДЕБИТ НЕФТИ, М^3/СУТКИ                  0.1
ДЕБИТ ЖИДКОСТИ, М^3/СУТКИ               8.0
ДАВЛЕНИЕ НА ПРИЕМЕ НАСОСА, МПА          3.774194
 НА УСТЬЕ В ЗАТРУБЬЕ, МПА               0.1
ТЕМПЕРАТУРА НА УСТЬЕ В ЗАТРУБЬЕ, ГРАД.Ц 22
 НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ, ГРАД.Ц              56
РАССТОЯНИЕ ДО ДИНАМИЧЕСКОГО УРОВНЯ, М 660
ВРЕМЯ ПРОХОЖДЕНИЯ ЗВУКОВОЙ ВОЛНЫ ДО
                УРОВНЯ ЖИДКОСТИ, СЕК. 4.05391
СКОРОСТЬ ЗВУКОВОЙ ВОЛНЫ, М/С           325.6116
ОТНОСИТЕЛЬНАЯ ПЛОТНОСТЬ ГАЗА В
                ЗАТРУБЬЕ, ДОЛИ          0.8381992
ОБВОДНЕННОСТЬ В ПОВЕРХНОСТНЫХ УСЛОВИЯХ, ДОЛИ 0.9875
ОБЪЕМНАЯ ОБВОДНЕННОСТЬ НИЖЕ ПРИЕМА
                НАСОСА, ДОЛИ            0.9990469
ИСТИННОЕ ГАЗОСОДЕРЖАНИЕ НА ПРИЕМЕ
                НАСОСА,                 3.122706E-04
ДАВЛЕНИЕ НА ДИНАМИЧЕСКОМ УРОВНЕ, МПА 0.1067382
* ДАВЛЕНИЕ НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ, МПА       10.88631
КОЭФФИЦИЕНТ ГАЗОСЕПАРАЦИИ,ДОЛИ          0.844714
СКОРОСТЬ ВСПЛЫТИЯ ГАЗА, М/СУТКИ         3788.096
РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАСЧЕТА ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ
ДАВЛЕНИЕ НА УСТЬЕ СКВАЖИНЫ В
                ЗАТРУБЬЕ, МПА           0.1
ТЕМПЕРАТУРА НА УСТЬЕ В ЗАТРУБЬЕ,ГРАД.Ц 30
ВРЕМЯ ПРОХОЖДЕНИЯ ЗВУКОВОЙ ВОЛНЫ, СЕК. 2.205176
РАССТОЯНИЕ ДО СТАТ.УРОВНЯ, М            315
СКОРОСТЬ ЗВУК. ВОЛНЫ, М/С               285.6915
ДАВЛЕНИЕ ГАЗА НА СТАТ.УРОВНЕ, МПА       0.10377992
* ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ В СКВАЖИНЕ, МПА 14.34739
* КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ,М^3/(СУТ.МПА) 2.311422
```

РИС.2.15 Листинг расчета забойного и пластового давлений по скв. 21-К.

Совместное использование карт изобар с картами изопахит, изогипс, а также структурных карт геологического строения пласта, значительно расширяет возможности и достоверность оценки состояния и свойств пласта в процессе его разработки.

Для построения карт изобар используются результаты измерений пластовых давлений в остановленных скважинах. Результаты измерений в отдельных скважинах приводятся к одному уровню [4]. Для задач разработки пласта в водонапорном режиме приведение обычно производится к уровню начального водо-нефтяного контакта. В других случаях это может быть специально выбираемый уровень приведения. Приведение к одному уровню осуществляется введением поправок к результату прямого измерения пластового давления на вес столба жидкости высотой, равной расстоянию от точки замера до поверхности приведения.

В разрабатываемом пласте приведенные давления зависят от системы расположения (сетки) добывающих и нагнетательных скважин, распределения отборов и закачки по скважинам, как за всю историю работы скважин, так и на момент построения карт изобар. Кроме того они зависят от фильтрационных свойств коллектора: поля гидропроводности, распределения упругих свойств пласта и насыщающего его флюида по площади и по разрезу.

В пласте, представляющем единую гидродинамическую систему, давление является непрерывной функцией координат и времени. На практике эта функция представляется системой линий или поверхностей постоянного давления. Построение карт изобар относится к общим задачам восстановления поля распределения

непрерывной функции по отдельным точечным измерениям ее значений. Применительно к функции давления исходными данными являются измеренные пластовые давления в отдельных точках пласта, соответствующих положению скважин.

Качество построенных изобар зависит от следующих факторов [5]:

- точности измерения и приведения пластовых давлений скважине;
- периодичности измерения пластовых давлений;
- охвата фонда скважин измерениями пластовых давлений;
- плотности сетки скважин;
- выбора интерполяционной зависимости;
- наличия в пласте неизвестных непроницаемых границ включений и другого вида неоднородностей.

Ниже приводятся основные виды контроля разработки месторождений с использованием карт изобар.

Рассмотрены методики ВНИИ и АзНИПИнефть применительно к жесткому водонапорному и упругому режимам и режиму растворенного газа.

2.5.1. Определение средней гидропроводности пласта при жетском водонапорном режиме.

Методика применима для участков пласта с плоско-параллельным и радиальным потоками. Участок пласта с плоско-параллельным потоком приведен на рис. 2.16. Он ограничен с одной стороны внешним и внутренним контурами нефтеносности, а с другой - линией

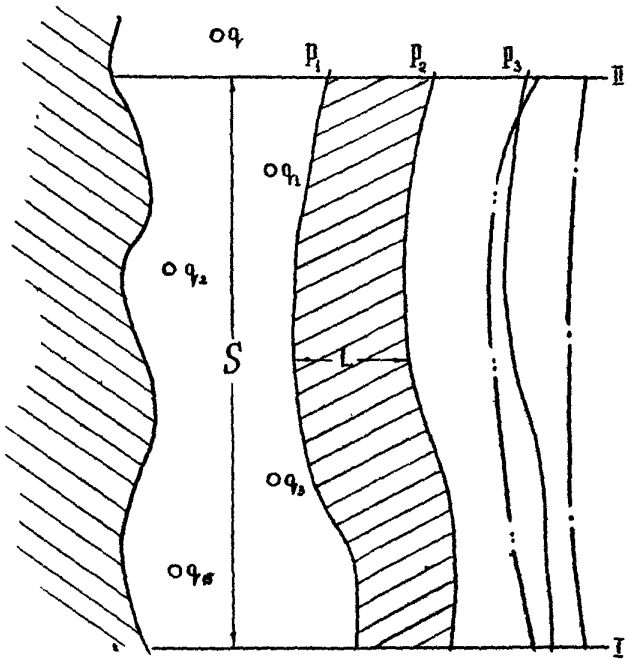


Рис. 2.16 К определению гидропроводности пласта по карте изобар при плоско-параллельном потоке

- линия выклинивания пласта
p_1, p_2, p_3 - изобары, $q, \ldots, q_{15}$ - скважины
- область определения гидропроводности

выклинивания. Исследуемая область фильтрации выделяется линиями тока I и II и двумя изобарами P_1 и P_2. Определяют на карте среднее расстояние между изобарами – L и ширину выделенного участка S.

Расход жидкости на участке пласта между двумя линиями тока определяется формулой Дарси [6]

$$Q=86{,}4\,\frac{Kh}{\mu}\cdot\frac{P_1-P_2}{L}\cdot S, \qquad (2.53.)$$

Величина Q определяется в виде алгебраической суммы дебитов скважин, работающих внутри участка пласта, ограниченного линиями тока I и II

$$Q=\sum q_i \qquad (2.54.)$$

Гидропроводность определяется из формулы (2.53.)

$$\frac{Kh}{\mu}=\frac{\sum q_i}{86{,}4\varphi}\cdot\frac{L}{P_1-P_2} \qquad (2.55.)$$

Участок пласта с плоско-радиальным потоком приведен на рис. 2.17. Он представляет собой сектор с углом раствора ограниченный линиями тока, направленными по радиусу, и изобарой в виде дуги окружности. По формуле радиального потока определяется гидропроводность.

$$\frac{Kh}{\mu}=\frac{\sum q_i}{86{,}4\varphi}\cdot\frac{\ln\frac{R_1}{R_2}}{(P_1-P_2)}, \qquad (2.56.)$$

где $Q=\sum q_i$ – суммарный дебит скважин, работающих внутри выделенного сектора.

В формулах 2.53.-2.56.: Q и q_i – $м^3/сут$ в пластовых условиях; $\frac{Kh}{\mu}$ – $мкм^2 \cdot м/МПа \cdot с$; P_1 и P_2 – МПа; L и S – м; R_1 и R_2 – м; φ радиан.

Таким образом, с использованием карт изобар определяются величины гидропроводности участков пласта с формой изобар, близких к прямолинейным или дугам окружности.

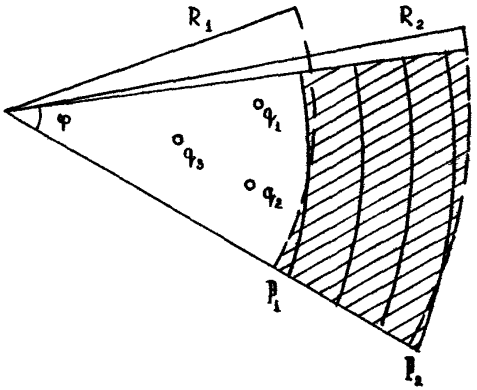


Рис. 2.17 К определению гидропроводности пласта при радиальном потоке: P_1, P_2 - изобары, q_1, q_2, q_3 - скважины

2.5.2. Определение характеристики законтурной области при разработке залежи в условиях упругого режима.

Внешняя область залежи по отношению к объекту разработки нефтяного месторождения содержит основной упругий запас энергии, который компенсирует потери, связанные с добычей нефти. Идеализация законтурной области в виде однородного пласта бесконечного простирания может привести к ошибкам в прогнозировании добычи нефти. Прямые исследования в этой области, как правило, невозможны из-за отсутствия скважин. Использование карт изобар дает возможность учесть (в первом приближении) реальное строение пласта за контуром питания введением коэффициента Z, учитывающего разницу между фактической законтурной областью и пластом бесконечного простирания [7]. Этот коэффициент является характеристикой внешнего участка пласта.

Для определения характеристики законтурной области залежь ограничивается контуром, проходящим в районе водонефтяного контакта по изобаре, охватывающей всю систему добывающих скважин.

Объект разработки приводят к одной укрупненной скважине с суммарным дебитом всех скважин и радиусом скважины, соответствующим ограничивающему контуру,

$$R_y = \sqrt{\frac{F}{\pi}} \quad , \qquad (2.57.)$$

где F, $м^2$ - площадь фигуры, ограниченной контуром выбранной изобары. Необходимо выполнить условие, чтобы выбранная изобара была близка к окружности.

Для укрупненной скважины используется формула упругого режима, в которой реальное строение законтурной области пласта

учитывается коэффициентом Z

$$\Delta P_i = -\frac{Z}{4\pi\mathcal{E}} \cdot \frac{1}{86,4} \sum \Delta q_i \cdot E_i \left[-\frac{R_y^2}{4\varkappa(t-t_i)} \right], \qquad (2.58.)$$

где $\mathcal{E} = \frac{kh}{\mu}$ - гидропроводность пласта, мкм^2·м/МПа·с

$\varkappa$ - коэффициент пьезопроводности, м^2/с

ΔP_i - падание давления на условном контуре укрупненной скважины за время работы t, МПа, с

Δq_i - изменение дебитов работающих скважин в момент t_i, м^3/сут,с

E_i - интегральная показательная функция.

При $\frac{R_y^2}{4\varkappa(t-t_i)} < 0,1 \qquad (2.59.)$

функцию E_i можно представить в виде ln x. С учетом этого находят коэффициент для законтурной области

$$Z = 86,4 \frac{4\pi\mathcal{E} \cdot \Delta P_i}{\sum \Delta q_i \cdot \ln \frac{2,25\varkappa(t-t_i)}{R_y^2}}. \qquad (2.60.)$$

2.5.3. Определение перемещения контура нефтеносности.

Максимальная нефтеотдача пласта достигается при равномерном стягивании контура ВНК. Неравномерное перемещение приводит образованию "языков" обводнения.

Регулирование перемещения ВНК связано с систематическими наблюдениями за скоростями и путями движения контуров нефтеносности. Скорости перемещения отдельных участков контура можно определить при помощи карт изобар [8,9]. Способ определения скорости перемещения состоит в следующем.

На рис.2.18. приведен участок залежи нефти, на который наложена карта изобар и карта равных проницаемостей. На участке нанесены внешний и внутренний контуры нефтеносности.

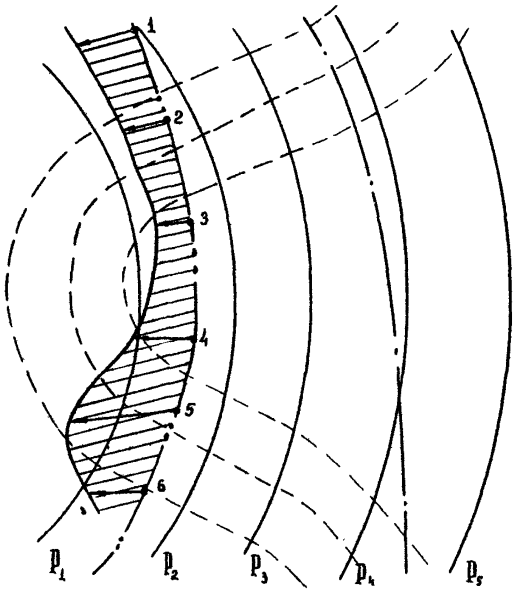


Рис.2.18 Построение эпюры скоростей перемещения контура нефтеносности

p_1, p_2, p_3, p_4, p_5 – изобары

——— – контуры нефтеносности

——— – эпюра скоростей контура нефтеносности

– – – – – – – – линии равной проницаемости

На линии внутреннего контура нефтеносности выбрано несколько точек (на рис.2.18. - шесть). В этих точках по соседним изобарам определены величины и направления градиентов давления

$$\frac{dP_i}{dl} = \frac{P_i - P_{i+1}}{l_i} , \qquad (2.61.)$$

где P_i, P_{i+1} - давления, относящиеся к соседним изобарам в i-ой точке, МПа,

l_i - расстояние между изобарами по линии тока, м.

В той же точке определена проницаемость пласта К, мкм^2.

Тогда скорость движения жидкости вблизи контура нефтеносности V_i, м/сут (его i-ой точке) определяется из закона Дарси

$$v_i = -86{,}4 \frac{K_i}{\mu} \cdot \frac{dP_i}{dl} . \qquad (2.62.)$$

Истинная скорость движения жидкости в точке контура нефтеносности определяется через пористость пласта m и коэффициент использования пор - β

$$w_i = \frac{v_i}{m \cdot \beta} . \qquad (2.63.)$$

Построением эпюры скоростей в каждой точке контура (рис.2.18.) определяется его перемещение и обводняющийся участок пласта за единицу времени (сутки).

2.5.4. Определение среднего пластового давления по картам изобар.

Среднее пластовое давление является общим показателем энергетического уровня залежи и оно учитывает как различные толщины пласта, так и разные давления по отдельным участкам. Если в пласте имеются жидкости с различными упругими свойствами, то и это обстоятельство должно быть учтено при определении среднего пластового давления [1].

Когда пласт насыщен однородной жидкостью, определение среднего пластового давления производят следующим образом.

На определяемый участок пласта наносят карту изобар и карту эффективных толщин пласта (изопахит). Карта изобар и карта равных толщин приведены на рис.2.19. – (1,2). По этим двум картам строится карта равных произведений $P \cdot h$, МПа · м, приведенная на рис.2.19. – (3).

Для однородной жидкости, по карте рис.2.19., определяют участки, соответствующие одинаковым значениям $(Ph)_i$ и их площади F_i, $м^2$. Далее, по карте изопахит определяют объем пласта V.

По полученным данным определяется среднее пластовое давление в пласте, насыщенном однородной жидкостью по формуле

$$P_{ср} = \frac{\sum (P \cdot h)_i \cdot F_i}{V}, \qquad (2.64.)$$

При насыщении пласта разными флюидами строится карта представляющая произведение трех параметров $(Ph \cdot \beta)_i$, где β_i коэффициент упругого расширения соответствующего флюида в $МПа^{-1}$ Определяется площадь S_i участков с одинаковыми значениями $(Ph \cdot \beta)_i$.

По карте размещения флюидов по пласту и карте изопахит определяется сумма w по формуле:

$$w = \sum V_i \cdot \beta_i \qquad (2.65.)$$

где V_i – часть объема пласта, занятая флюидом с коэффициентом упругого расширения β_i.

Тогда среднее давление в пласте с разными насыщающими флюидами определяется по формуле:

$$P = \frac{\sum (P_i \cdot h_i \cdot \beta_i) \cdot S}{\sum w}, \qquad (2.66.)$$

Возможен другой способ определения среднего пластового давления

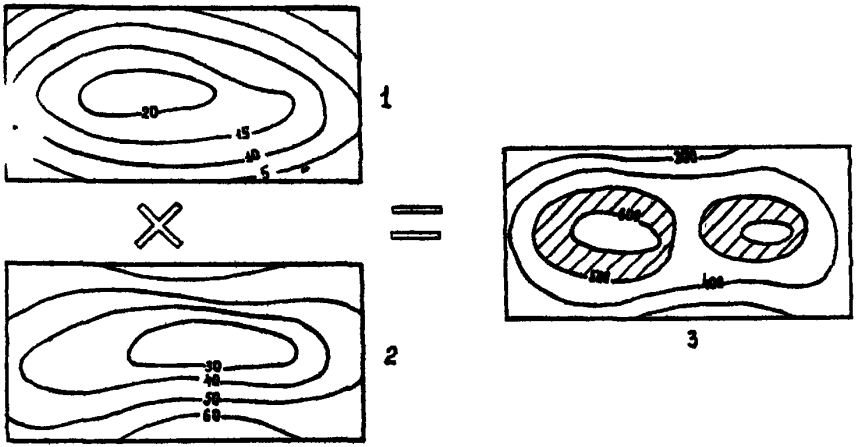


Рис. 2.19 К определению среднего пластового давления в залежи

I. Карта изопахит
2. Карта изобар
3. Карта произведения Ph

▨ - область S_i для Ph = 550

неоднородным флюидом с использованием формулы (2.64.).

В соответствии с этим способом, пласт разбивается на участки с однородной жидкостью, по которым определяют средние давления P_{cpi}, используя для этого формулу (2.64.), а также объемы пласта V_i. Для двух жидкостей нефть+вода формула среднего давления имеет вид

$$P_{cp} = \frac{P_{cp_1} \cdot V_1 \cdot \beta_1 + P_{cp_2} \cdot V_2 \cdot \beta_2}{V_1 \cdot \beta_1 + V_2 \cdot \beta_2}, \quad (2.67.)$$

2.5.5. Определение гидропроводности по пластовым давлениям в пяти скважинах.

Метод основан на результатах измерений пластовых давлений, по которым определяют распределение гидропроводности $\frac{Kh}{\mu} = \mathcal{E}(x,y)$ по участку пласта, ограниченному скважинами. При отсутствии прямых измерений, данные по пластовым давлениям могут быть взяты с карты изобар [10].

Существенное отличие от метода прямых замеров состоит в том, что вместо отдельных определений гидропроводности, относящихся к соответствующим участкам пласта в районе исследуемых скважин, данный метод дает возможность определения поля гидропроводности и его значения в любой точке пласта.

В качестве исходных данных (табл. 2.13.) используются координаты пяти скважин и пластовые давления в этих скважинах.

Таблица 2.13.

Исходные данные для определения поля гидропроводности.

Номера скважин	Условные номера скважин	Координаты скважин x, м	Координаты скважин y, м	Пластовое давление, МПа
1360	1	x_0	y_0	P_0
728	2	x_1	y_1	P_1
551	3	x_2	y_2	P_2
232	4	x_3	y_3	P_3
316	5	x_4	y_4	P_4

Метод определения гидропроводности основан на использовани уравнения стационарной фильтрации [11]

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(\varepsilon \frac{\partial P}{\partial x}\right) + \frac{\partial}{\partial y}\left(\varepsilon \frac{\partial P}{\partial y}\right) = 0, \qquad (2.68.)$$

где $\varepsilon(x,y)$; $P(x,y)$ распределение гидропроводности и давления п пласту.

Решение уравнения (2.68.), удобное для практического использования, получается в виде экспоненциальной зависимости функции давления от координат.

$$P = P_0(x_0,y_0)\exp(a_1x + a_2x^2 + в_1y + в_2y^2), \qquad (2.69.),$$

где a_1, $в_1$ – произвольные константы, подлежащие определению по исходным данным. Искомые значения гидропроводности находятся и формулы:

$$\varepsilon(x_1y) = \varepsilon(x_0,y_0)\,\frac{a_1 + 2a_2\cdot x_0}{a_1 + 2a_2\cdot x}\cdot\frac{b_1 + b_2\cdot y_0}{b_1 + b_2 y} \times \qquad (2.70.)$$

$$\times \exp\left[a_1(x_0 - x) + a_2(x_0^2 - x^2) + в_1(y_0 - y) + в(y_0^2 - y^2)\right]$$

Для определения коэффициентов $a_1, a_2, в_1, в_2$ используются данные по результатам измерения пластовых давлений в пяти скважинах (табл. 2.13.). Подстановкой их в соотношение получают систему четырех уравнений

$$\begin{aligned} &a_1x_1+a_2x_1^2+в_1y_1+в_2y_1^2=\ln\frac{P_1}{P_o}\\ &a_1x_2+a_2x_2^2+в_1y_2+в_2y_2^2=\ln\frac{P_2}{P_o}\\ &a_1x_3+a_2x_3^2+в_1y_3+в_2y_3^2=\ln\frac{P_3}{P_o}\\ &a_1x_2+a_2x_4^2+в_1y_4+в_2y_4^2=\ln\frac{P_4}{P_o}, \end{aligned} \qquad (2.71.)$$

которых достаточно для определения четырех констант.

Обработка исходных данных выполняется поэтапно:

- вводится новая система координат, начало которой переносится в скважину с известной гидропроводностью по КВД $\mathcal{E}(x_o, y_o)$. Этой скважине присваивают N1. Ось ox проводится в направлении скважины, которой присваивают N2;

- определяются координаты точек расположения скважин в выбранной системе;

- составляется система уравнений (2.71.) подстановкой новых значений координат скважин в левую часть уравнений системы, а в их правую часть - $\ln\frac{P_i}{P_o}$;

- из решения системы уравнений (2.71.) находятся коэффициенты $a_1, a_2, в_1, в_2$;

- найденные значения коэффициентов $a_i, в_i$ подставляются в формулы (2.69.) и (2.70.), по которым определяются поля

распределения гидропроводности и давления.

Если $\mathcal{E}(x_o, y_o)$ не определялось, что вычисляется только относительная гидропроводность по отношению к $\mathcal{E}(x_o, y_o)$.

Методика определения гидропроводности по пластовым давлениям переведена на машинную обработку с использованием ЭВМ. Машинная обработка дает возможность получения карт изобар и карты изолиний гидропроводности.

2.5.6. Определение пьезопроводности пласта по изменению пластового давления.

Метод основан на использовании данных прослеживания изменения пластового давления по четырем скважинам. На выбранном участке залежи не должно быть работающих скважин.

По результатам определения пьезопроводности методика аналогична гидродинамическому исследованию методом восстановления давления или гидропрослушиванию. Однако, в отличие от привязки результатов определения пьезопроводности по КВД к одной скважине, или к паре скважин - при гидропрослушивании, методика позволяет определить среднюю пьезопроводность по всему участку пласта [12].

В качестве исходных данных (табл. 2.14.) используются координаты четырех скважин и результаты определения пластовых давлений на две разные даты. Методика иллюстрируется на примере конкретного месторождения.

Методика базируется на использовании нестационарного уравнения фильтрации - уравнения пьезопроводности, в котором фильтрационные свойства осреднены по площади пласта

Таблица 2.I4

Исходные данные для определения пьезопроводности участка пласта месторождения Сангачалы море-Дуванный-о.Бухта по пластовым давлениям

Номера скважин	Условные номера скважин	Координаты скважин		Данные по I-му замеру давления		Данные по 2-му замеру давления		Пластовое давление на I2.72г., МПа	Темп падения пластового давления, МПа/мес
		X,м	У,м	Дата	Давл.МПа	Дата	Давл.МПа		
I38	I	0	0	06.72	26,4	08.73	24,08	25,4	0,I66
53	2	225	0	0I.72	36,2	0I,73	34,64	34,64	0,I3
I47	3	725	525	06,72	28,4	08,73	6,I6	29,36	0,I6
I35	4	- 625	I25	09.72	23,2	08,73	2I,76	23,36	0,I6

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} = \frac{1}{\varkappa} \cdot \frac{\partial P}{\partial t}, \qquad (2.72.)$$

где $P(x,y,t)$ - распределение давления, $\varkappa$ - пьезопроводность.

Решение уравнения (2.72.) получают с помощью разложения функции давления в ряд по x,y,t.

$$P(x,y,t)=a_o+a_1(x+y)+a_2(x^2+xy+y^2+4\varkappa t)+a_3\left[x^3+y^3+12(x+y)\varkappa t\right]$$
$$+a_3\left[x^2y+xy^2+4(x+y)\varkappa t\right]+ \ldots \qquad (2.73.)$$

Введение новой системы координат с началом в первой скважине и направлением оси ox в направлении второй скважины достигается упрощение формулы (2.73.)

$$P(x,y,t)=P_{1_o}+a_1f_1(x,y)+\frac{1}{4\varkappa} f_2(x,y)+a_3f_3(x,y) \qquad (2.74.)$$

где a_1, a_3 - произвольные константы, f_1, f_2, f_3 - известные функции

$$f_1=x+y$$
$$f_2=\left(\frac{\partial P_1}{\partial t}\right)(x^2+y^2)+\left(\frac{\partial P_1}{\partial t}\right)_{x_1y_1} \qquad (2.75.)$$
$$f_3=x^3+y^3-3xy(x+y)$$

Для определения содержащихся в уравнении (2.74.) коэффициентов a_1, a_3 и пьезопроводности $\varkappa$ используются исходные данные (табл. 2.14.). После их подстановки в формулу (2.74.) получается система трех уравнений.

$$a_1f_1(x_1y_1)+\frac{1}{4\varkappa} f_2(x_1,y_1)+a_3f_3(x_1,y_1)=\varphi(P_2,t)$$
$$a_1f_1(x_2,y_2)+\frac{1}{4\varkappa} f_2(x_2,y_2)+a_3f_3(x_2,y_2)=\varphi(P_3,t) \qquad (2.76.)$$
$$a_1f_1(x_3,y_3)+\frac{1}{4\varkappa} f_2(x_3,y_3)+a_3f_3(x_3,y_3)=\varphi(P_4,t)$$

где x_i, y_i - координаты i+1 скважины

$$\varphi = P_1 - P_{10} - \left(\frac{\partial P_i}{\partial t}\right) t \qquad (2.77.)$$

Из системы уравнений (2.76.) находится искомая пьезопроводность по участку пласта

$$\chi = \frac{1}{4}\frac{\mathcal{D}_0}{\mathcal{D}_2},$$

где $\mathcal{D}_0$ - определитель матрицы при неизвестных коэффициентах системы уравнений (2.76.) - левая часть системы, $\mathcal{D}_2$ - определитель матрицы с заменой второго столбца на столбец из свободных членов.

По числовым значениям табл. 2.14., относящимся к участку пласта 1 блока УП горизонта месторождения Сангычалы-море-Дуванный-о. Булла, система уравнений (2.76.) приняла вид

$$\begin{aligned} &221a_1 + 21000\frac{1}{\chi} + 1139\ 10^4\ a_3 + 76{,}8 = 0 \\ &105a_1 + 48480\frac{1}{\chi} - 9050\ 10^4 a_3 + 2{,}04 = 0 \\ &50a_1 + 13735\frac{1}{\chi} + 3594\ 10^4 a_3 + 0{,}18 = 0 \end{aligned} \qquad (2.78.)$$

Из решения уравнений (2.78.) найдена величина пьезопроводности $\chi = 0{,}0074\ \frac{м^2}{с}$.

Метод обработки данных по скважинам и определения пьезопроводности переведен на ЭВМ.

2.5.7. Определение насыщенности и фазовой проницаемости по карте изобар при фильтрации газированной жидкости.

Метод основан на использовании карты изобар совместно с перенесенными на нее изогипсами, полем фильтрационного потока и

дает возможность относительно просто определить характеристики многофазной фильтрации: насыщенность и фазовую проницаемость.

В качестве исходных данных используются дебиты окружающих скважин $q_{жi}$, $м^3$/сут, объемные коэффициенты $в_i$, толщины пласта h_i, м, расстояния до скважин r_i, м, структурная карта изогипс и карта изобар.

Если пренебречь инерционными архимедовыми силами, и силами поверхностного натяжения, то справедливо векторное равенство, характеризующее силы, обуславливающие давление

$$\vec{\nabla} P_{ф} = \vec{\nabla} P_{пр} + \vec{\nabla} P_{ст} , \qquad (2.79.)$$

где $\vec{\nabla} P_{ф}$, $\vec{\nabla} P_{пр}$ – градиенты фактического и приведенного пластового давления, $\vec{\nabla} P_{ст}$ – давление столба смешанного пластового флюида.

В данном случае, карта изобар строится по результатам *измерения фактического давления на глубине залегания пласта.*

По карте изобар, рис. 2.20. определяют фактический градиент пластового давления [14]. Он направлен по нормали к изобарам – вдоль линии ОА, а его модуль определяется по перепаду давления между соседними кривыми $P_{1ф}$, $P_{2ф}$, МПа.

$$\left| \vec{\nabla} P_{ф} \right| = \frac{P_{2ф} - P_{1ф}}{l_p} , \qquad (2.80.)$$

где l_p – расстояние между изобарами, м.

По структурной карте изогипс, таким же образом, определяется градиент глубины залегания пласта $\vec{\nabla} H$. Он направлен по нормали ОВ к изогипсам (рис. 2.20.), а его модуль определяется по формуле

$$\left| \vec{\nabla} H \right| = \frac{H_2 - H_1}{l_H} , \qquad (2.81.)$$

где $l_н$ – расстояние между соседними изогипсами H_1 и H_2, м.

Вдоль вектора $\vec{\nabla} H$ направлен градиент $\vec{\nabla} P_{ст}$ – давления столба

смешанного пластового флюида – направление ОВ на рис. 2.20. Связь между градиентами $\vec{\nabla} H$ и $\vec{\nabla} P_{ст}$ – определяется из условия гидростатики.

$$\vec{\nabla} P_{ст} = g \cdot \rho_{см} \cdot \vec{\nabla} H \cdot 10^{-6} \qquad (2.82.)$$

где $\rho_{см}$ – средняя плотность газожидкостной смеси, $\frac{кг}{м^3}$; g – ускорение силы тяжести, $м^2/с$.

Градиент приведенного давления $\vec{\nabla} P_{пр}$ направлен противоположно вектору скорости фильтрации – $\vec{V}$, в точке 0. Связь между скоростью фильтрации и градиентом давления определяется из закона Дарси.

$$\vec{V} = - \frac{K \cdot F}{\mu} \cdot \vec{\nabla} P_{пр} \qquad (2.83.)$$

где K – проницаемость пласта, $мкм^2$, F – относительная проницаемость жидкой фазы, безразм., μ-вязкость жидкой фазы, МПа с.

Вектор скорости V определяется из поля фильтрационного потока. Для его построения с использованием принципа суперпозиции, определяют его составляющие V_1, V_2, относящиеся к каждой из окружающих работающих скважин. Составляющие скорости фильтрационного потока направлены вдоль радиусов-векторов скважин $\vec{r}_i$ (рис. 2.20.), а их величины определяются из формулы

$$V_i = \frac{b_i \cdot q_{жi}}{2\pi \cdot r_i^2 \cdot h_i} \cdot \vec{r}_i . \qquad (2.84.)$$

Необходимые для расчета скорости величины $q_{жi}$ – дебит по жидкости i-ой скважины, $в_i$ – объемный коэффициент, h_i – толщина пласта, берутся из исходных данных.

Вектор скорости фильтрационного потока в точке 0 определяется из геометрической суммы его составляющих.

$$\vec{V} = \Sigma \vec{V}_i \qquad (2.85.)$$

Графический способ его построения приведен на рис. 2.20. В

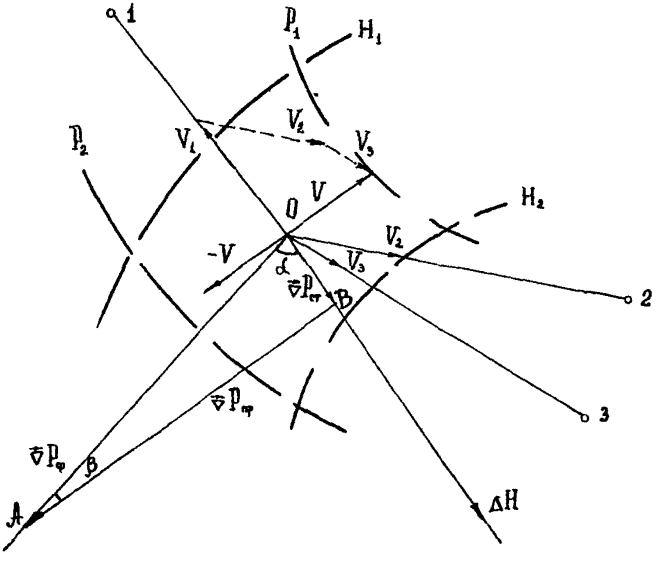


Рис. 2.20 К определению насыщенности и фазовой проницаемости по карте изобар при фильтрации газированной жидкости

конец вектора $\vec{V}_1$ переносится вектор $\vec{V}_2$ (показан пунктиром), затем вектор $\vec{V}_3$ и т.д. до вектора $\vec{V}_n$. В конец ломанной линии, составленной из векторов, из точки 0 проводят вектор V, который отвечает равенству (2.85.), а противоположно направленный ему вектор $-\vec{V}$ (показан на рис.2.20.) определяет направление $\vec{\nabla} P_{пр}$ в соответствии с формулой (2.83.).

Через точку А, рис.2.20. - конец вектора $\vec{\nabla} P_{ф}$, проводится прямая АВ, параллельная направлению скорости фильтрационного потока - $\vec{V}$. Полученный треугольник АОВ составлен их трех векторов $\vec{\nabla} P_{ф}$, $\vec{\nabla} P_{пр}$, $\vec{\nabla} P_{ст}$, для которых выполняется условие равенства (2.79.). Из треугольника определяют $\vec{\nabla} P_{пр}$, $\vec{\nabla} P_{ст}$.

Зная $\vec{\nabla} P_{ст}$, определяют среднюю плотность газожидкостной смеси с использованием формулы (2.82.).

$$\rho_{см} = \frac{|\vec{\nabla} P_{см}|}{|g\ \vec{\nabla} H|} \qquad (2.86.)$$

По величине $\rho_{см}$ определяется газонасыщенность пласта $\sigma_г$, для чего используется известное соотношение

$$\rho_{см} = \sigma_г \cdot \rho_г + (1-\sigma_г)\cdot \rho_ж \ , \qquad (2.87.)$$

приведя его к виду,

$$\sigma_г = \frac{\rho_ж - \rho_{см}}{\rho_ж - \rho_г} \ , \qquad (2.88.)$$

где $\rho_ж$ и $\rho_г$ - плотности жидкости и газа в пластовых условиях.

По градиенту приведенного давления $\vec{\nabla} P_{пр}$ и скорости (2.85.) из формулы (2.83.) определяется фазовая проницаемость

$$F_{(1-\sigma_г)} = \frac{M}{K}\cdot\frac{|\vec{V}|}{|\vec{\nabla} P_{пр}|} \qquad (2.89.)$$

Таким образом, совместное использование карт изобар и изогипс, а также поля фильтрационного потока, дает возможность

определить насыщенность пласта и фазовую проницаемость по формулам (2.88.) и (2.89.).

Расчетные операции определения насыщенности и фазовой проницаемости по данным стационарной фильтрации переведены на ЭВМ.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Васильевский В.Н., Лейбин Э.А., Орлов В.С. "Карты изобар в добыче нефти и газа" ГТИНТ-ТЛ, М.,1959,108 с.
2. Дергунов П.В., Кузьмин В.М., Зайцев С.И., Нуриев Э.А. "Вопросы контроля автоматизированной добычи нефти". Сб.трудов ВНИИ N104. "Повышение эффективности технологических процессов добычи нефти". М., 1988, с.52-61.
3. Индельман П.В., Кац Р.М. "Об адаптации модели двумерной двухфазной фильтрации слабосжимаемых жидкостей при проектировании разработки нефтяных месторождений". Сб.трудов ВНИИ, вып.81, 1982,
4. Жданов М.А. Методика подсчета запасов природных горючих (углеводородных) газов. Изв. АН СССР, 1940.
5. Крылов А.П., Васильевский В.Н., Умрихин И.Д. "Использование карт изобар для решения некоторых практических задач разработки нефтяных месторождений". НХ, N2, 1956.
6. Орлов В.С., Чарный И.Л. "Определение параметров пласта и скважин при помощи карт изобар". Труды МНИ, вып.16, ГОстоптехиздат, 1956.
7. Чарный И.А. "Приток к скважинам в пласте с переменным давлением контура питания". Изв. АН СССР, ОТН, N8, 1956.

8. Сайкин С. Ф. "Определение положения водонефтяного контакта при помощи карты изобар". НХ, N4, 1957.

9. Праведников Н. К., Кац Р. М. "К вопросу движения водо-нефтяного контакта при площадном заводнении". Труды ТатНИИ, вып. 8, 1965, с. 424-434.

10. Голубев Г. В., Данилаев П. Г., Тумашев Г. Г. "Определение гидропроводности неоднородных нефтяных пластов нелокальными методами". Изд. Казанского университета, 1978, с. 167.

11. Алиев Э. Ш., Шелевой Н. Ш., Виноградов К. В. "Определение фильтрационных параметров по распределению пластовых давлений по площади залежи". Труды АзНИПИнефть, вып. 28, 1973, с. 29-38.

12. Мамедов Ф. Д. и др. "Определение пьезопроводности по динамике давлений на участке пласта". АзНХ, N2, Баку, 1977, с. 36-38.

13. Полубаринова-Кочина П. Я. Теория движения грунтовых вод. ГИТТЛ, 1963, с. 670.

14. Шелевой Н. Ш. и др. "Определение текущей нефтенасыщенности пласта по картам изобар и изогипс". Труды АзНИПИнефть. Вопросы разработки и нефтеотдачи месторождений суши Азербайждана, 1984, с. 44-47.

2.6. Гидродинамические методы контроля текущей нефтенасыщенности пластов.

Данные о первоначальном содержании нефти в продуктивном пласте (коэффициент нефтенасыщенности) определяется по анализу керна, выбуренного на специальном безводном растворе.

При контроле текущей нефтенасыщенности пластов гидродинамическими методами в качетсве основной промысловой информации используются данные гидродинамических исследований скважин. Получаемые при этом результаты в совокупности с имеющимися данными промыслово-геофизических исследований, результатами лабораторного изучения кернов и пластовых флюидов, динамикой добычи и др. используются для оценки степени и характера выработанности эксплуатационных объектов.

Эта оценка также имеет важное значение при решении стратегических задач разработки, связанных с уточнением геологических запасов, определением степени их вовлеченности в разработку, применением вторичных и третичных методов добычи с целью повышения коэффициента нефтеотдачи пластов.

2.6.1. Определение текущей нефтенасыщенности при вытеснении нефти водой.

В основе применяемых в настоящее время гидродинамических методов определния текущей нефтенасыщенности пластов лежат общепринятые в гидродинамике представления о том, что изменение нефтенасыщенности коллектора однозначно связано с изменением как его фильтрационных параметров (прежде всего фазовой проницаемости

для фильтрующихся в пласте флюидов), так и упругих характеристик-упругоемкости и ее производных.

При расчете нефтенасыщенности в случае вытеснения нефти водой чаще всего используется модель процесса, предложенная С. Баклеем и М. Левереттом. В соответствии с этой моделью на фронте вытеснения имеет место практически скачкообразное изменение нефтенасыщенности от начальной величины σ н.о. до фронтовой σ н.фр. Этот скачок тем больше, чем больше относительная вязкость нефти $\mu_o = \frac{\mu_н}{\mu_в}$, где $\mu_н$ и $\mu_в$ - соответственно коэффициенты динамической вязкости нефти и воды. В процессе дальнейшей промывки пласта (после прохождения фронта воды) нефтенасыщенность промываемой зоны постепенно снижается до остаточной σ н.ост.

В районе скважины, дающей обводненную продукцию, процессом промывки охвачена лишь часть участка пласта - зона промывки, характеризуемая коэффициентом охвата φ.

Таким образом, участок пласта в районе обводненной добывающей скважины можно условно разбить на две зоны (рис. 2.21.).

Зона 1 (зона промывки) - совокупность всех трубок тока, по которым в скважину прорвалась вода. Средняя текущая нефтенасыщенность в этой зоне н1; средняя обсолютная проницаемость - $К_1$.

Зона 2 - совокупность трубок тока, по которым в скважину в данный момент притекает только нефть. Нефтенасыщенность в этой зоне равна начальной н.о., средняя обсолютная проницаемость - $К_2$.

2.6 2. Комбинированный метод определения текущей нефтенасыщенности.

Комбинированный метод [2] предназначен для определения

МОДЕЛЬ УЧАСТКА ПЛАСТА ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ВОДОЙ

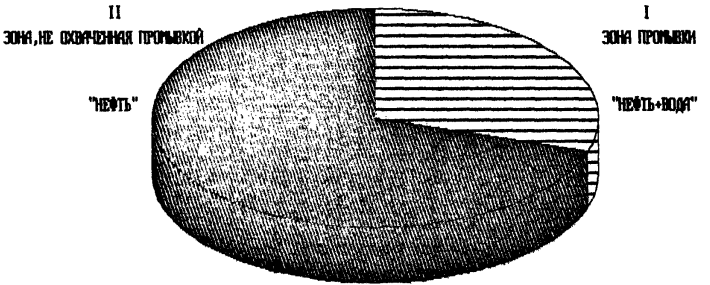


РИС.2.21

текущей нефтенасыщенности пластов неоднородных по проницаемости и с использованием данных гидродинамических исследований на установившихся режимах.

Для однородного пласта применяется упрощенный вариант метода [1]. В качестве исходной в комбинированном методе используется следующая информация: диаграммы относительных проницаемостей, соответствующие данному объекту; величины начального и текущих коэффициентов продуктивности и соответствующих им значений обводненности продукции; статистические данные о распределении абсолютной проницаемости или карты абсолютной проницаемости.

Для неоднородного по проницаемости пласта средние значения нефтенасыщенности $\overline{\sigma}_н$ и абсолютной проницаемости $\overline{K}$ в районе скважины определяются из балансовых соотношений:

$$\overline{\sigma}_н = \varphi \cdot \sigma_{н_1} + (1-\varphi)\cdot \sigma_{н_o} \qquad (2.90.)$$

$$\overline{K} = \varphi \cdot K_1 + (1-\varphi)\cdot K_2 \qquad (2.91.)$$

Последовательность расчета средней нефтенасыщенности в районе скважины следующая:

- по диаграмме относительных проницаемостей для данного объекта, строится график функции $\xi(\sigma)_{н_1}$ (рис2.22.)

$$\xi(\sigma_{н_1}) = \frac{K'_б}{K'_{но} - K'_{н_1}} \qquad (2.92.)$$

где $k'_{в_1}, k'_{н_1}, k'_{н_o}$ - соответственно относительные проницаемости для воды в зоне промывки, нефти в зоне промывки и нефти в зоне, не охваченной промывкой;

- по промысловым данным определяется текущая обводненность $n_в$

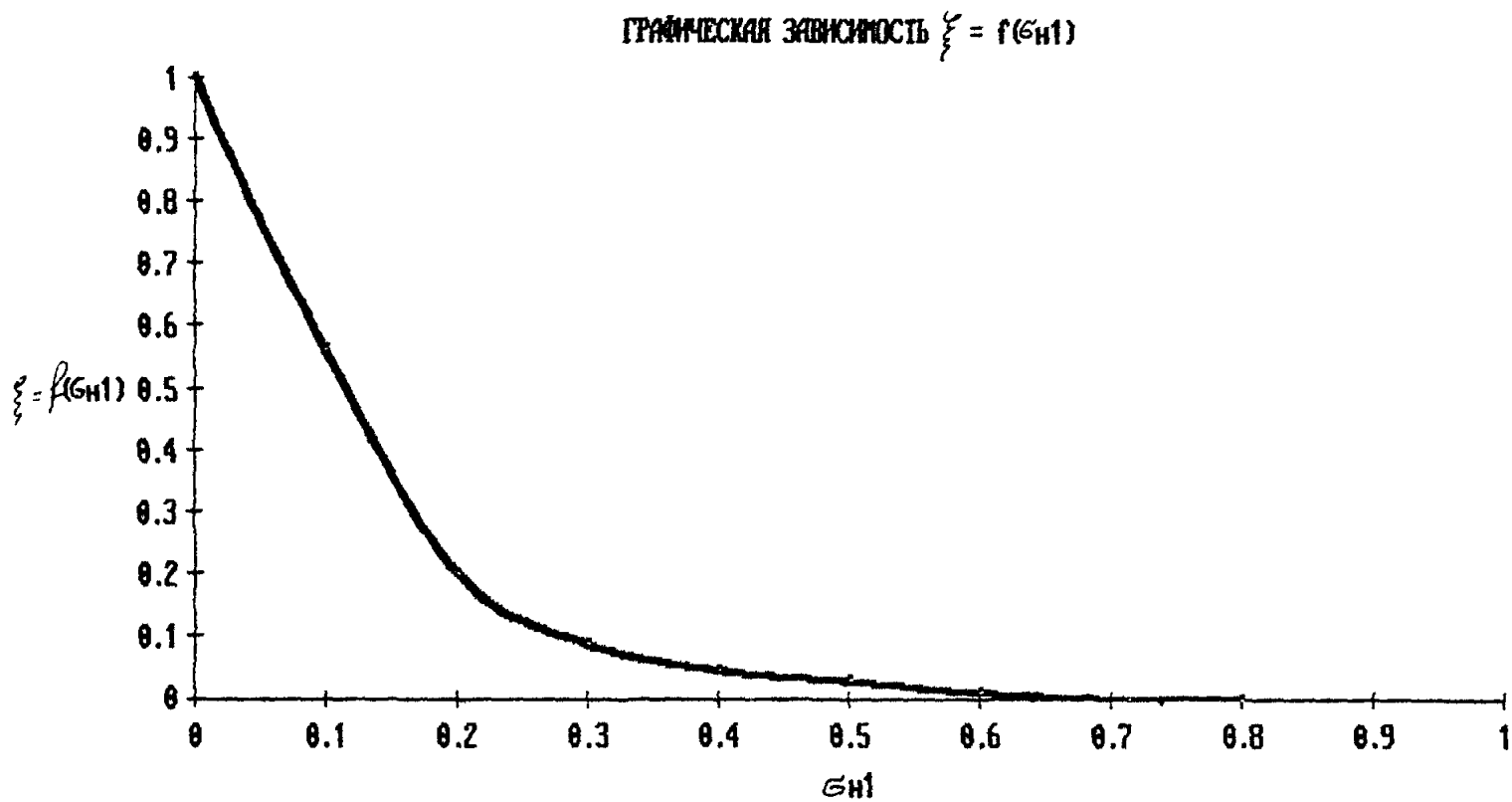

ГРАФИЧЕСКАЯ ЗАВИСИМОСТЬ ξ = f(σн1)
ξ = f(σн1)
1
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0
0
0.1
0.2
0.3
0.4
0.5
0.6
0.7
0.8
0.9
1
σн1

РИС.2.22

и значения коэффициентов продуктивности по нефти $\bar{\eta}_н$ и воде $\bar{\eta}_в$, а также начальный коэффициент продуктивности скважины в безводный период эксплуатации $\bar{\eta}_{н.о.}$ (все параметры приводятся к пластовым условиям);

- рассчитывается коэффициент относительной динамической вязкости $\mu_o = \frac{\mu_н}{\mu_в}$;

- по данным гидродинамических исследований определяется текущее значение фукнции $\xi(\sigma_{н_1})$:

$$\xi(\sigma_{н_1}) = \frac{\bar{\eta}_в}{\mu_o(\bar{\eta}_{но} - \bar{\eta}_н)} \quad ; \qquad (2.93.)$$

- по построенному ранее (п.1) графику функции $\xi(\sigma_{н_1})$ находится величина текущей нефтенасыщенности в зоне промывки $\sigma_{н_1}$;

- рассчитывается комплексный параметр $\varphi \cdot \frac{K_1}{\bar{K}}$:

$$\varphi\frac{K_1}{\bar{K}} = \frac{\eta_в \cdot K'_{но}}{\eta_{но} \cdot K'_в \cdot \mu_o} = \frac{K'_{но}\left(1 - \frac{\bar{\eta}_н}{\bar{\eta}_{но}}\right)}{K'_{но} - K''_{н_1}} \quad ; \qquad (2.94.)$$

- по имеющимся данным геофизических исследований и лабораторных анализов керна строится функция распределения абсолютной проницаемости $F_к = f(\bar{K})$ (рис. 2.23.);

- с помощью построенного графика функции распределения обсолютной проницаемости находится зависимость комплексного параметра $\varphi\frac{K_1}{\bar{K}}$ от коэффициента охвата φ, *который представляет* собой отношение площади $S(\varphi)$, заключенной между прямыми $F_к = 1$, ($\varphi = 0$) и $F_к = (\omega)_{н\,к}$, соответствующей средней величине физической проницаемости в зоне промывки K_1, и графиком функции $F_к = f(\bar{K})$, ко всей площади $S(\varphi = 1)$, заключенной между графиком этой функции и осью ординат, т.е.

$$\varphi\frac{K_1}{\bar{K}} = \frac{\int_0^{\varphi} K \cdot d\varphi}{\int_0^{1} K \cdot d\varphi} \quad ; \qquad (2.95.)$$

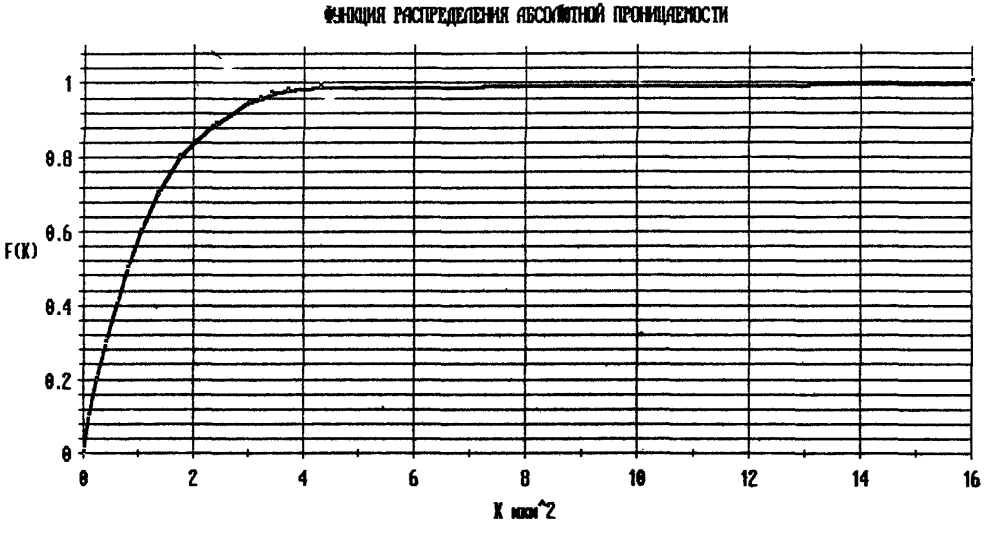

ФУНКЦИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АБСОЛЮТНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ
F(K)
1
0.8
0.6
0.4
0.2
0
0
2
4
6
8
10
12
14
16
K мкм^2

РИС.2.23

- строится график зависимости $\varphi = f(\varphi \frac{K_1}{K})$ (рис. 2.24.) и с его помощью по рассчитанному комплексному параметру $\varphi \frac{K_1}{K}$ находится текущая величина коэффициента охвата φ ;

- по формуле (2.90.) определяется средняя текущая нефтенасыщенность в районе скважины $\sigma_н$.

2.6.3. Определение текущей нефтенасыщенности неоднородных пластов без использования информации об абсолютной проницаемости.

Особенностью данного метода расчета текущей нефтенасыщенности пласта [10] является то, что он, не снижая точности расчета по сравнению с комбинированным методом, позволяет учесть фактическую неоднородность объекта по проницаемости без использования дополнительной статистической информации о ее распределении.

Исходной информацией при расчете является динамика коэффициентов продуктивности добывающих скважин по мере обводнения их продукции (включая безводный период эксплуатации), диаграммы относительных фазовых проницаемостей, физические характеристики пласта и насыщающих его флюидов.

Порядок расчета:

- определяются текущие значения нефтенасыщенности в зоне промывки $\sigma_{н_1}$ и комплексного параметра $\varphi \frac{K_1}{K}$ по расчётной схеме комбинированного метода (см. 2.6.2.);

- находятся подвижные составляющие нефтенасыщенности в каждой из зон (рис. 2.21.).

$$\sigma_{н.п.1} = \sigma_{н_1} - \sigma_{н.ост.} \qquad (2.96.)$$

ГРАФИК ФУНКЦИИ $\varphi = f\,\varphi\left(\frac{K_1}{K}\right)$

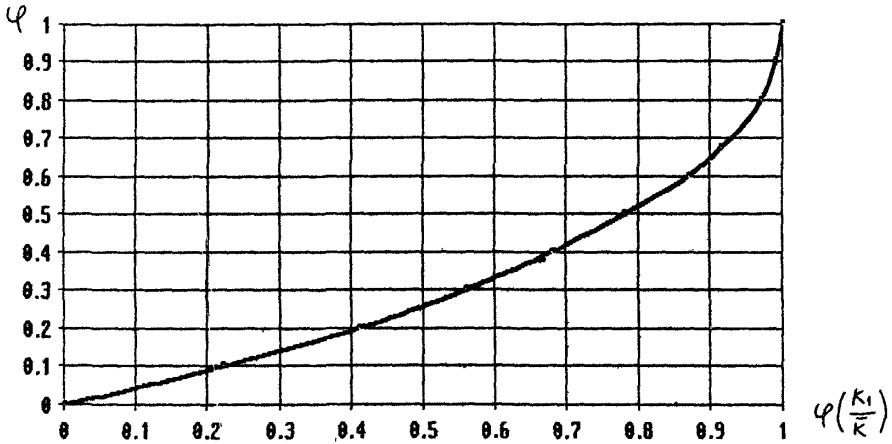


РИС.2.24

$$\sigma_{н.п.2} = \sigma_{н.о.} - \sigma_{н.ост.} \qquad (2.97.)$$

где: $\sigma_{н.п.1}$, $\sigma_{н.п.2}$ – подвижные составляющие текущей нефтенасыщенности соответственно в первой и второй зонах;

$\sigma_{н.ост.}$ – остаточная нефтенасыщенность;

– рассчитывается коэффициент продуктивности по нефти зоны промывки $\eta_{н_1}$ для двух случаев:

а) нефтенасыщенность в зоне промывки превышает остаточную, $\sigma_{н_1} > \sigma_{н.ост.}$

$$\eta_{н_1} = \eta_{н.о.} \cdot \varphi \frac{K_1}{\overline{K}} \cdot \frac{K'_{н1}}{K'_{но}} \qquad (2.98.)$$

б) нефтенасыщенность в зоне промывки равна остаточной (поршневое вытеснение), $\sigma_{н_1} = \sigma_{н.ост.}$

$$\eta_{н_1} = \widetilde{A} \cdot \sigma_{н.п.1} \quad , \qquad (2.99.)$$

$$\widetilde{A} = \eta_{н.1.о.} \cdot \frac{K'_{н.1}}{K_{н.о.}} \cdot \frac{1}{\sigma_{нп.1}} \quad , \qquad (2.100.)$$

где $\eta'_{н.1,о}$ – начальный коэффициент продуктивности скважины (в безводный период эксплуатации), $\frac{м^3}{сут. мПа}$;

$$\eta_{н.1,о} = \eta_{н.о.} - \overline{\eta}_{н} \qquad (2.101.)$$

где $k_{н.1}$ – относительная проницаемость для нефти, при любом значении нефтенасыщенности $\widetilde{\sigma}_{н.1}$, соответствующем линеаризированному участку ветви $k'_н = f(\sigma_н)$ диаграммы относительных проницаемостей в интервале

$\sigma_{н.ост} \div \sigma_{н.ост} + 0,1$;

Определяется текущий коэффициент продуктивности второй зоны, $\eta_{н_2}$:

$$\eta_{н_2} = \overline{\eta}_{н} - \eta_{н_1}; \qquad (2.102.)$$

- находится средняя текущая нефтенасыщенность в районе скважины $\bar{\sigma}_н$:

- при непоршневом вытеснении:

$$\bar{\sigma}_н = \frac{\bar{\eta}_н}{\frac{\eta_{н.1}}{\sigma_{н.п.1}} + \frac{\eta_{н2}}{\sigma_{н.п.2}}} + \sigma_{н.ост} \qquad (2.103.)$$

- при поршневом вытеснении:

$$\bar{\sigma}_н = \frac{\bar{\eta}_н}{\bar{A} + \frac{\eta_{н2}}{\sigma_{н.п_2}}} + \sigma_{н.ост} \qquad (2.104.)$$

2.6.4. Определение текущей нефтенасыщенности по изменению относительной упругоемкости пласта.

Метод определения текущей нефтенасыщенности по изменению относительной упругоемкости пласта [3] не связан с использованием диаграмм относительных фазовых проницаемостей и каких-либо допущений (в том числе о характере распределения физической проницаемости пласта) и в этом смысле обладает преимуществом перед другими гидродинамическими методами.

Исходной информацией являются результаты гидродинамических исследований при неустановившемся притоке, а также данные относительно пористости коллектора и коэффициентов объемной упругости нефти, воды и пласта.

Основная расчетная зависимость метода имеет вид:

$$(\beta^*)' = \frac{B_o \cdot \bar{\varepsilon}'}{\bar{B} \cdot e^{4\pi\left(\frac{\varepsilon_1}{\rho_{н.о}} - \frac{\bar{\varepsilon}}{\eta_н}\right)}} \qquad (2.105.)$$

где $(\beta^*)' = \frac{\beta^*}{\beta_o^*}$;

$$B_o = \frac{\varkappa_o}{r^2_{с.пр.о}} \quad ;$$

$$\bar{B} = \frac{\varkappa}{r^2_{с.пр}} \quad ;$$

$$\bar{\varepsilon}' = \frac{\bar{\varepsilon}}{\varepsilon_o} \quad ; \qquad (2.106.)$$

$$\varepsilon_o = k_ж\, h / \mu_ж ;$$

$\mathcal{E}_o = k_o h / \mu_н$;

$\bar{\beta}'$ - относительная упругоемкость пласта; β_o^* - начальная упругоемкость пласта, МПа$^{-1}$; $\bar{\beta}^*$ - текущая упругоемкость пласта, МПа$^{-1}$; $\varkappa_o$ - начальная пьезопроводность пласта, м^2/сек; $\bar{\varkappa}$ - текущая пьезопроводность пласта, м^2/сек; $\bar{\mathcal{E}}'$ - текущая относительная гидропроводность пласта; $\mathcal{E}_o$ - начальная гидропроводность пласта, $\frac{мкм^2 \cdot м}{мПа \cdot с}$; k_o - начальная фазовая проницаемость для нефти, мкм^2; $k_ж$ - текущая фазовая проницаемость для жидкости, мкм^2; η_o - начальный коэффициент продуктивности скважин, $\frac{м^3}{сут \cdot мПа}$; $\bar{\eta}$ - текущий коэффициент продуктивности скважины, $\frac{м^3}{сут \cdot мПа}$; h - рабочая толщина пласта, м; $r_{с.пр.о.}$ - начальный приведенный радиус скважины, м; $r_{с.пр.}$ - текущий приведенный радиус скважины, м; $\mu_н$ - коэффициент динамической вязкости нефти, $\frac{н \cdot с}{м^2}$; $\mu_ж$ - коэффициент динамической вязкости жидкости $\frac{н \cdot с}{м^2}$.

С другой стороны, средняя нефтенасыщенность пласта связана с его текущей упругоемкостью следующим соотношением:

$$\bar{\sigma}_н = \frac{(\beta^*)' \cdot \beta_o^* - m\beta_в - \beta_c}{m(\beta_н - \beta_в)} \qquad (2.107.)$$

Таким образом, порядок определения текущей нефтенасыщенности по изменению относительной упругоемкости пласта следующий:

- по данным гидродинамических исследований, используя формулу (2.105.), вычисляется текущее значение относительной упругоемкости пласта - $(\beta^*)'$;

- по формуле (2.107.) находится средняя текущая

нефтенасыщенность в районе скважины - $\bar{\sigma}_н$;

Помимо данных гидродинамических исследований в расчетах используются результаты лабораторных определений коэффициентов пористости m, объемной упругости нефти $\beta_н$ и воды $\beta_в$.

В связи с тем, что на сегодняшний день прямые лабораторные определения коэффициентов объемной упругости пласта $\beta_с$ проводятся крайне редко, для его нахождения могут применяться косвенные методы [9, 13], в частности, распространенная в нефтепромысловой практике зависимость Ван дер Кнаапа [11].

2.8.5. Корреляционный метод определения текущей нефтенасыщенности пласта.

Корреляционный [12] метод предназначен для оценки текущей нефтенасыщенности в районе скважин, по которым имеется информация лишь об обводненности их продукции. Кроме того, необходимо, чтобы по другим (опорным) скважинам рассматриваемого объекта имелись определения текущей нефтенасыщенности в количестве, достаточном для установления корреляционных связей.

При наличии такой информации строится корреляционная зависимость "нефтенасыщенность - обводненность", которая затем используется для оценки текущей нефтенасыщенности в районе тех скважин, по которым невозможны прямые расчеты.

Имеющийся опыт контроля текущей нефтенасыщенности гидродинамическими методами свидетельствует о том, что существует однозначная взаимосвязь между средней нефтенасыщенностью в районе

скважины и обводненностью добываемой продукции.

Типичная корреляционная зависимость "нефтенасыщенность - обводненность", построенная по результатам определения текущей нефтенасыщенности гидродинамическими методами, представлена на рис. 2.25. (кривая 1).

Аналогичный вид имеет корреляционная кривая, полученная по результатам определения текущей нефтенасыщенности пласта геофизическими методами [14].

Неучет неоднородности пласта по проницаемости приводит к существенному изменению корреляционной зависимости и соответствующим ошибкам при определении с ее помощью текущей нефтенасыщенности (рис. 2.25., кривая 2).

Наличие корреляционной зависимости "нефтенасыщенность - обводненность" позволяет построить для данного объекта карту текущей нефтенасыщенности и с ее помощью оценить степень выработанности как всего объекта в целом, так и отдельных его участков.

2.6.6. Определение текущей нефтенасыщенности в случае отсутствия информации о работающей толщине продуктивного пласта и диаграммах относительных фазовых проницаемостей.

В том случае, когда отсутствует информация о работающей толщине продуктивного пласта и о диаграммах относительных фазовых проницаемостей текущая нефтенасыщенность определяется индивидуально для каждой скважины.

5 кн - 2150

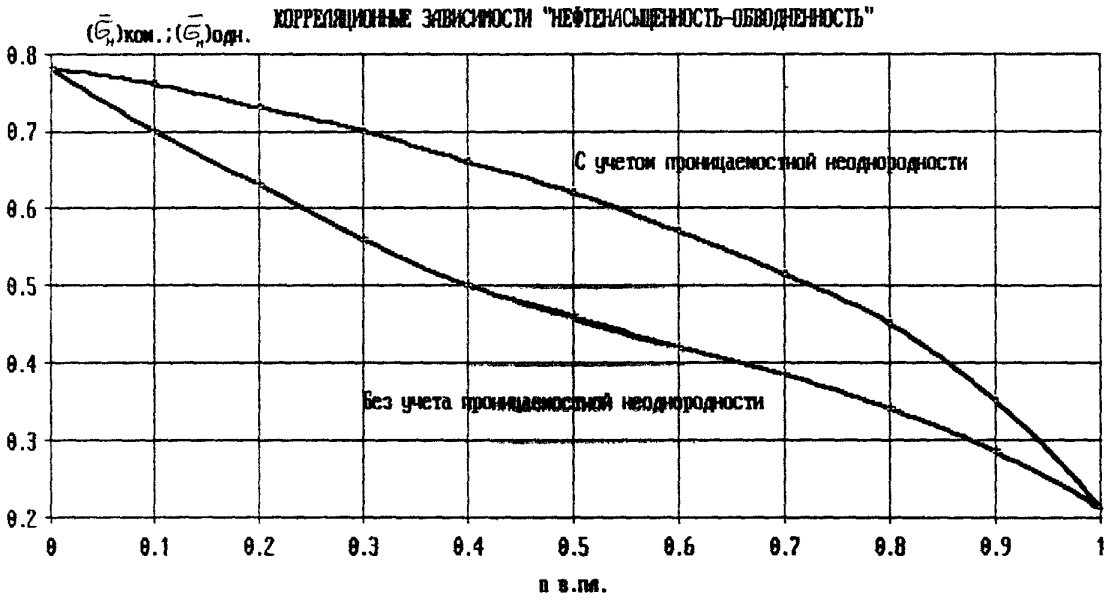

КОРРЕЛЯЦИОННЫЕ ЗАВИСИМОСТИ "НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТЬ-ОБВОДНЕННОСТЬ"
(Sн)ком.;(Sн)одн.
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0
0.1
0.2
0.3
0.4
0.5
0.6
0.7
0.8
0.9
1
С учетом проницаемостной неоднородности
Без учета проницаемостной неоднородности
n в.пи.

РИС.2.25

По динамике накопленной добычи нефти и жидкости расчитывается динамика доли воды и нефти в продукции скважины. Решение определяется при помощи интерполяционного многочлена вида

$$Q_н = a_o + a_1 Q_ж^1 + a_2 Q_ж^2 + a_3 Q_ж^3 + a_4 Q_ж^4 + \ldots + a_n Q_ж^n \qquad (2.108.)$$

где: $Q_н$ - накопленная добыча нефти, $м^3$; $Q_ж$ - накопленная добыча жидкости, $м^3$; $a_o, a_2, a_3, a_4, \ldots, a_n$ - постоянные коэффициенты интерполяционного многочлена; n - степень интерполяционного многочлена.

Степень интерполяционного многочлена "n" определяется методом подбора. Метод подбора состоит в постепенном увеличении этой величины до тех пор, пока интерполяционный многочлен не опишет фактическую динамику вытеснения нефти водой с отклонением интерполяционного значения накопленной добычи нефти от замеренного значения не более чем на 5-7%.

Для определения постоянных коэффициентов, вошедших в интерполяционный многочлен, решается система уравнений с помощью ЭВМ [7]:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{i=n} \left[a_o + a_1 Q_{жi}^1 + a_2 Q_{жi}^2 + a_3 Q_{жi}^3 + a_4 Q_{жi}^4 + \ldots + a_n Q_{жi}^n \right]^2 = \\ \qquad = \Phi(a_o; a_1; a_2; a_3; a_4; \ldots; a_n) \qquad (2.109.) \\ \frac{\partial \Phi}{\partial a_o} = 0; \quad \frac{\partial \Phi}{\partial a_1} = 0; \quad \frac{\partial \Phi}{\partial a_2} = 0; \quad \frac{\partial \Phi}{\partial a_3} = 0; \quad \frac{\partial \Phi}{\partial a_4} = 0; \ldots \quad \frac{\partial \Phi}{\partial a_n} = 0 \\ \left(\frac{\partial Q_н}{\partial Q_ж}\right)_{i-1} > \left(\frac{\partial Q_н}{\partial Q_ж}\right)_i > \left(\frac{\partial Q_н}{\partial Q_ж}\right)_{i+1} \end{cases}$$

Требуемая точность интерполяции может быть достигнута только в том случае, если в процессе вытеснения нефти водой остаются неизменными зона дренирования скважины и диаграмма относительных фазовых проницаемостей, реализуемая в этой зоне. В случае изменения указанных параметров расчеты проводятся для участка, в

рамках которого этими изменениями можно пренебречь.

Доля нефти и воды в добываемой из скважины жидкости определяется из выражений:

$$n_н = a_1 + 2a_2 Q_ж + 3a_3 Q_ж^2 + 4a_4 Q_ж^3 + \ldots + na_n Q_ж^{n-1} \qquad (2.110.)$$

$$n_в = 1 - n_н$$

где: $n_н$; $n_в$ - соответственно, доля нефти и воды в добываемой из скважины жидкости, (д.ед.).

Сглаженное значение величины накопленной добычи нефти определяется по формуле (2.108.).

По полученным результатам определяется интергал " $\mathcal{J}$ " по данным, характеризующим весь диапазон эксплуатации скважины:

$$\mathcal{J} = \int_{Q_{жо}}^{Q_ж} \sqrt{n_н \cdot n_в}\, d\, Q_ж \qquad (2.111.)$$

где: $Q_{жо}$ - величина накопленной добычи жидкости в точке отсчета анализируемого участка динамики вытеснения нефти водой, $м^3$/сут. (Точка отсчета выбирается, как правило, совпадающей или близкой к точке прорыва воды в скважину).

Для проведения дальнейших расчетов кривые вытеснения нефти водой от точки отсчета до последнего замера необходимо разделить приблизительно пополам и определяются значения накопленной добычи нефти, воды и интеграла " $\mathcal{J}$ " в трех точках. Первая точка соответствует началу процесса, вторая точка соответствует средине процесса, а третья - концу процесса. Объем накопленной добычи воды при этом для выбранных точек и всего процесса вытеснения нефти водой определяется из выражения:

$$Q_в = Q_ж - a_o - a_1 Q_ж^1 - a_2 Q_ж^2 - a_3 Q_ж^3 - a_4 Q_ж^4 - \ldots - a_n Q_ж^n \qquad (2.112.)$$

где: $Q_в$ - накопленная добыча воды, $м^3$.

Расчитывается комплекс параметров $b\sqrt{\frac{\varepsilon_o}{\varepsilon_к}}$ [4,6]

$$b\sqrt{\frac{\varepsilon_o}{\varepsilon_к}} = \frac{\frac{\Delta Q_{н1}\frac{\Delta t_3}{\Delta t_1} - \Delta Q_{н3}}{\Delta Q_{в3} - \Delta Q_{в1}\frac{\Delta t_3}{\Delta t_1}} - \frac{\Delta Q_{н1}\frac{\Delta t_2}{\Delta t_1} - \Delta Q_{н2}}{\Delta Q_{в2} - \Delta Q_{в1}\frac{\Delta t_2}{\Delta t_1}}}{\frac{\Delta \mathcal{J}_1\frac{\Delta t_2}{\Delta t_1} - \Delta \mathcal{J}_2}{\Delta Q_{в2} - \Delta Q_{в1}\frac{\Delta t_2}{\Delta t_1}} - \frac{\Delta \mathcal{J}_1\frac{\Delta t_3}{\Delta t_1} - \Delta \mathcal{J}_3}{\Delta Q_{в3} - \Delta Q_{в1}\frac{\Delta t_3}{\Delta t_1}}} \qquad (2.113.)$$

где: b - коэффициент формы диаграммы относительных фазовых проницаемостей, безразм.; ε_o - относительная подвижность жидкости в момент прорыва воды в скважину (отношение подвижности жидкости в момент прорыва воды в скважину к подвижности нефти при ее движении относительно связанной воды), д.ед.; $\varepsilon_к$ - относительная подвижность жидкости при полном обводнении пласта (отношение подвижности воды при ее движении относительно остаточной нефти к подвижности нефти при ее движении относительно связанной воды, д.ед.; $\Delta\mathcal{J}_1$; $\Delta Q_{н_1}$; $\Delta Q_{в_1}$; Δt_1 - соответственно разница между интегралом $\mathcal{J}$, накопленной добычей нефти, воды, временем непрерывной работы скважины в первой точке и теми же параметрами в точке отсчета; $\Delta\mathcal{J}_2$; $\Delta Q_{н_2}$; $\Delta Q_{в_2}$; Δt_2 - соответственно разница между интегралом $\mathcal{J}$, накопленной добычей нефти, воды, временем непрерывной работы скважины во второй точке и теми же параметрами в точке отсчета; $\Delta\mathcal{J}_3$; $\Delta Q_{н_3}$; $\Delta Q_{ж_3}$; Δt_3 - соответственно разница между интегралом $\mathcal{J}$, накопленной добычей нефти, воды, временем непрерывной работы скважины в третьей точке и теми же параметрами в точке отсчета.

Определяется комплекс параметров $\frac{\varepsilon_o}{\varepsilon_к}$ по формулам:

$$\frac{\varepsilon_o}{\varepsilon_к} = \frac{\left(\Delta Q_{н1}\frac{\Delta t_3}{\Delta t_1} - \Delta Q_{н3} + b\sqrt{\frac{\varepsilon_o}{\varepsilon_к}}\left(\Delta\mathcal{J}_1\frac{\Delta t_3}{\Delta t_1} - \Delta\mathcal{J}_3\right)\right)}{\Delta Q_{в3} - \Delta Q_{в1}\frac{\Delta t_3}{\Delta t_1}} \qquad (2.114.)$$

$$\frac{\varepsilon_o}{\varepsilon_к} = \frac{(\Delta Q_{н1}\frac{\Delta t_2}{\Delta t_1} - \Delta Q_{н2}) + b\sqrt{\frac{\varepsilon_o}{\varepsilon_к}}\left(\Delta J_1 \frac{\Delta t_2}{\Delta t_1} - \Delta J_2\right)}{\Delta Q_{в2} - \Delta Q_{в1}\frac{\Delta t_2}{\Delta t_1}} \qquad (2.115.)$$

Решение считается верным, если обе формулы дают одинаковый положительный результат. При получении отрицательного значения разыскиваемого комплекса точка отсчета сдвигается и расчет повторяется. Для осуществления другой проверки определяется дебит нефти в момент прорыва воды в скважину по формуле:

$$q_o = \frac{\Delta Q_{н1} + b\sqrt{\frac{\varepsilon_o}{\varepsilon_к}}\cdot\Delta J_1 + \frac{\varepsilon_o}{\varepsilon_к}\cdot\Delta Q_{в1}}{\Delta t_1}, \qquad (2.116.)$$

где: q_o - дебит нефти в момент прорыва воды в скважину, $м^3$/сут.

Проверка осуществляется путем построения линии в координатах:

$$\left\{\left[q_o\, t - \Delta Q_н\right]; \left[\, b\cdot\sqrt{\frac{\varepsilon_o}{\varepsilon_к}}\cdot\Delta J + \frac{\varepsilon_o}{\varepsilon_к}\,\Delta Q_в\right]\right\} \qquad (2.117.)$$

Разброс точек в указанных координатах не должен превышать погрешности определения исходной информации, а график указанной зависимости должен представлять из себя прямую линию с единичным уклоном.

Следует отметить, что эти условия выполняются только в том случае, когда на участке размещения скважины поддерживается пластовое давление, т.е. сохраняется равенство закачки нагнетаемой воды отбору добываемой жидкости.

Проводится статистическая обработка параметров, характеризующих геологический разрез в районе скважины, включающая в себя несколько операций [1], [4], [5].

По данным геофизических исследований скважины в процессе ее бурения определяется проницаемость или какой-либо другой параметр, пропорциональный проницаемости; начальная нефтенасыщенность и толщина отдельных пропластков.

Пропластки распределяются по степени вероятности их ввода в

эксплуатацию. При этом учитывается интенсивность и направление фильтрационных потоков от нагнетательных до добывающих скважин. В верхнюю часть ранжированного ряда пропластков закладываются пропластки с большей вероятностью ввода в эксплуатацию. В нижнюю часть - пропластки с меньшей вероятностью ввода в эксплуатацию.

Обработка ранжированного ряда осуществляется следующим образом.

Определяется охват пласта заводнением в момент прорыва воды из i-го пропластка по формуле:

$$\varphi_i^* = \frac{\sum_{o}^{i} h_i}{\sum_{o}^{n} h_n} , \qquad (2.118.)$$

где: φ_i^* - охват пласта заводнением в момент прорыва воды из i-го пропластка, д.ед.; h_i - толщина i-го пропластка, м; n - количество всех пропластков в ранжированном ряду.

Определяется охват эквивалентного однородного пласта заводнением в момент прорыва воды из i-го пропластка по формуле:

$$\varphi_i = \frac{\sum_{o}^{i} \kappa_i \cdot h_i}{\sum_{o}^{n} \kappa_i \cdot h_i} , \qquad (2.119.)$$

где: φ_i - охват эквивалентного однородного пласта заводнением в момент прорыва воды из i-го пропластка; k_i - физическая проницаемость i-го пропластка, мкм^2.

Оценивается охват пласта заводнением в момент прорыва воды в скважину по формуле:

$$\varphi_o^* = \frac{1}{2}\left[\frac{\sum_{o}^{n} \kappa_i \cdot h_i}{2\kappa_1 \sum_{o}^{n} h_i} + \frac{\sum_{o}^{n} \kappa_1^2 \cdot h_i}{4\kappa_1^2 \sum_{o}^{n} h_i}\right] , \qquad (2.120.)$$

где: φ_o^* - охват пласта заводнением в момент прорыва воды в скважину; k_1 - физическая проницаемость первого пропластка в ранжированном ряду, мкм^2.

Находится закон распределения проницаемости пропластков в

ранжированном ряду в виде зависимости:

$$\frac{\varphi^*}{\varphi} = 1 + m\varphi^* , \qquad (2.121.)$$

где 1 и m - постоянные коэффициенты распределения, которые определяются путем построения линии в координатах $\left[\varphi^*/\varphi \; ; \; \varphi^* \right]$. Коэффициент "m" при этом численно равен углу наклона линии, а коэффициент "1" равен отрезку, отсекаемому линией на оси ординат. Если в указанных координатах распределение проницаемости не описывается одной линией, то строятся несколько прямых линий и определяются границы их существования.

Если в диапазоне своего существования распределение проницаемости не описывается совокупностью прямых линий, то решение отыскивается в виде зависимости:

$$\varphi^* = b_o + b_1\varphi^1 + b_2\varphi^2 + b_3\varphi^3 + b_4\varphi^4 + \ldots + b_n\varphi^n , \qquad (2.122.)$$

где: b_o; $b_1; b_2; b_3; b_4; \ldots$; b_n - постоянные коэффициенты интерполяционного многочлена; n - степень интерполяционного многочлена.

Степень интерполяционного многочлена определяется методом подбора. Метод подбора состоит в постепенном увеличении этой величины до тех пор, пока интерполяционный многочлен не опишет фактическую неоднородность с достаточной для практики точностью.

Постоянные коэффициенты, вошедшие в интерполяционный многочлен, определяются из системы уравнений, решаемой на ЭВМ

$$\sum_{i=1}^{i=n} \left[b_o + b_1\varphi_1^1 + b_2\varphi_1^2 + b_3\varphi_1^3 + b_4\varphi_1^4 + \ldots + b_n\varphi_1^n - 1 \right] = \Phi(b_o; b_1; b_2; b_3; b_4; \ldots b_n) \qquad (2.123.)$$

$$\frac{\partial\Phi}{\partial b_o}=0; \; \frac{\partial\Phi}{\partial b_1}=0; \; \frac{\partial\Phi}{\partial b_2}=0; \; \frac{\partial\Phi}{\partial b_3}=0; \; \frac{\partial\Phi}{\partial b_4}=0 \ldots \frac{\partial\Phi}{\partial b_n}=0$$

Определяется относительная подвижность жидкости в момент

прорыва воды в скважину:

$$\varepsilon_o = \frac{1-2(1-a)}{2} \pm \sqrt{\left(\frac{1-2(1-a)}{2}\right)^2 + 2(1-a)(1-\varphi^*_o)}, \quad (2.124.)$$

где: $$a=(1-\frac{\varepsilon_o}{\varepsilon_к}) \quad (2.125.)$$

Из двух значений ε_o, полученных по формуле (2.124.), выбирается значение, которое удовлетворяет условию: $0<\varepsilon_o<1$.

Рассчитывается относительная подвижность жидкости при квазипоршневом вытеснении нефти водой:

$$\varepsilon = \frac{\varepsilon_o}{1-an_в}, \quad (2.126.)$$

где: - относительная подвижность жидкости при квазипоршневом вытеснении нефти водой [4].

Определяется средневзвешенная доля воды в потоке жидкости от контура питания до скважины:

$$n^*_в = \frac{\varepsilon_к}{\varepsilon}\left[1-\varepsilon(1-n_в)\right], \quad (2.127.)$$

где: $n^*_в$ - средневзвешенная доля воды в потоке жидкости [3].

Определяется условный охват заводнением эквивалентного однородного пласта:

$$\varphi_{ву} = \frac{1}{2}\left[1-\varepsilon(1-n^*_в) + \frac{\varepsilon n^*_в}{\varepsilon_к}\right], \quad (2.128.)$$

где: $\varphi_{ву}$ - условный охват заводнением эквивалентного однородного пласта.

Расчитывается фактический условный охват пласта заводнением:

$$\varphi^*_{ву} = \frac{e}{\frac{1}{\varphi_{ву}}-m} = b_o + b_1\varphi^1_{ву} + b_2\varphi^2_{ву} + b_3\varphi^3_{ву} + \ldots + b_n\varphi^n_{ву}, \quad (2.129.)$$

где: $\varphi_{ву}$ -фактический условный охват пласта заводнением.

Расчитывается доля пласта, в которой движется только нефть относительно связанной воды:

$$\varphi^*_{ну} = 1-\varphi^*_{ву}, \quad (2.130.)$$

где: $\varphi^*_{ну}$ - доля пласта, в котором движется только нефть

относительно связанной воды.

Находится интегральный логарифм от этой величины

$$-li\cdot\varphi^{*}_{ну} \quad [8].$$

Строится график зависимости:

$$Q_{н} = f\left[-li\cdot\varphi^{*}_{ну}\right] \qquad (2.131.)$$

Если указанный график представляет собой прямую линию, то это означает, что работающая толщина продуктивного пласта совпадает с нефтенасыщенной. Если указанный график не совпадает с прямой линией, то это означает, что работающая толщина продуктивного пласта меньше нефтенасыщенной толщины и в районе данной скважины имеет место целик нефти. Толщина целика нефти h_{o} определяется методом последовательных приближений. Этот параметр задается до тех пор, пока в координатах $\left[Q_{н};\ -li\cdot\varphi^{*}_{н}\right]$ не будет получена прямая линия [1].

Расчеты выполняются при помощи системы уравнений вида:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{i=n}\left(B-A1\left[-li\cdot\varphi^{*}_{нi}\right]-Q_{нi}\right)^{2} = \Phi\,(B;A) \\ \dfrac{\partial\Phi}{\partial B}=0 \qquad \dfrac{\partial\Phi}{\partial A}=0 \end{cases}, \qquad (2.132.)$$

где: B - величина, определяемая по отрезку, отсекаемому на оси ординат линией, построенной в координатах $\left[Q_{н};\ -li\cdot\varphi^{*}_{н}\right]$, $м^{3}$; A - постоянная величина, численно равная уклону линии, $м^{3}$, причем [2]:

$$A = \frac{Vn\left(\sigma^{p}_{нн} - \sigma^{p}_{нк}\right)}{\varepsilon_{c}} \qquad (2.133.)$$

$$B = V_{нб} + A\left\{-li\cdot\varphi^{*}_{но}\right\}, \qquad (2.134.)$$

где: $V_{п}$ - объем пор пласта, ограниченного контуром питания скважины (условная круговая изобара с пластовым динамическим давлением), $м^{3}$; $\sigma^{p}_{нн}$ - начальная нефтенасыщенность работающей части продуктивного пласта, д.ед.; $\sigma^{p}_{нк}$ - остаточная нефтенасыщенность

работающей части пласта, д.ед.; ε_c - средневзвешенная относительная подвижность жидкости в процессе вытеснения нефти водой; $V_{нб}$ - объем безводной добычи нефти, $м^3$; $\varphi^*_{н.о.}$ - доля пласта, занятого только нефтью в момент прорыва воды в скважину.

Решение системы уравнений соответствует истинному (при получении минимального значения кривизны функции $Q_н = f\left[-1i \cdot \varphi^*_{ну}\right]$ из всех возможных вариантов расчета.

Начальная нефтенасыщенность неподвижного целика нефти определяется по формуле:

$$\sigma^{н}_{нн} = \frac{\sum_{э}^{n} \sigma^{i}_{нн} \cdot h_i}{\sum_{э}^{n} h_i}, \qquad (2.135.)$$

где: $\sigma^{н}_{нн}$ - начальная нефтенасыщенность неподвижного целика нефти, д.ед.; $\sigma^{i}_{нн}$ - начальная нефтенасыщенность отдельного пропластка, д.ед.; $э$ - номер пропластка в ранжированном ряду, ниже которого отсутствует движение флюидов; n - общее число пропластков в ранжированном ряду.

Начальная нефтенасыщенность работающей части продуктивного пласта определяется по формуле:

$$\sigma^{р}_{нн} = \frac{\sum_{1}^{э} \sigma_{ннi} \cdot h_i}{\sum_{1}^{э} h_i}, \qquad (2.136.)$$

где: $\sigma^{р}_{нн}$ - начальная нефтенасыщенность работающей части продуктивного пласта, д.ед.

Текущая нефтенасыщенность работающей части продуктивного пласта определяется по формуле:

$$\sigma_н = \sigma^{р}_{нн} - (\sigma^{р}_{нн} - \sigma^{р}_{нк})\varphi^*_{ву}, \qquad (2.137.)$$

где: $\sigma_н$ - текущая нефтенасыщенность работающей части продуктивного пласта, д.ед.; $\sigma^{р}_{нк}$ - остаточная нефтенасыщенность работающей части пласта, д.ед., которая определяется по данным исследования

кернового материала [6].

Текущая нефтенасыщенность пласта определяется по формуле:

$$-\sigma_н = \sigma^н_{нн} \frac{h_н h_д}{h_н} + \sigma_н \frac{h_д}{h_н}, \qquad (2.138.)$$

где: hд - толщина работающей части продуктивного пласта, м; hn - общая толщина продуктивного пласта, м; - $\sigma_н$ - текущая нефтенасыщенность пласта, д.ед.

Для оценки точности определения текущей нефтенасыщенности пласта расчитывается, профиль притока воды и нефти и находится структура текущих запасов пласта. С этой целью выполняется ряд расчетов.

Определяется условная доля пласта, занятая нефтью, фильтрирующуюся вместе с водой $-\Delta\varphi_н$

$$\Delta\varphi_н = \frac{1}{2}\left[1 - \varepsilon(1-n^*_в) - \frac{\varepsilon_{пд}^*}{\varepsilon_к}\right] \qquad (2.139.)$$

Определяется доля пласта, в котором движутся совместно вода и нефть ($\varphi_{вн}$) -

$$\varphi_{вн} = \varphi_{ву} + \Delta\varphi_н \qquad (2.140)$$

Определяется доля неоднородного пласта, в котором движутся совместно вода и нефть:

$$\varphi^*_{вн} = \frac{\varepsilon}{\frac{1}{\varphi_{вн}} - m} = b_0 + b_1 \cdot \varphi^1_{вн} + b_2 \cdot \varphi^2_{вн} + \ldots + b_n \varphi^n_{вн} \qquad (2.141.)$$

Граница зоны пласта, в рамках которой движется только вода относительно остаточной нефти и граница зоны пласта, в рамках которой движется нефть совместно с водой находятся из соотношений:

$$\begin{cases} hq = \varphi^*_{вн} \cdot h_д \\ Kp = 4Kq \end{cases} \qquad (2.142.)$$

где p - номер пропластка, выше которого движется только вода относительно отстаточной нефти; q - номер пропластка, ниже

которого движется только нефть относительно связанной воды; Kq - проницаемость пропластка с номером q.

Определяется доля пропластка с номером i, занятая водой по формулам:

$$\Delta\varphi^{*}_{вi}=1 \qquad 0<i<P$$

$$\Delta\varphi^{*}_{вi}=\frac{K_i-K_{q+1}}{K_{p-1}-K_{q+1}} \qquad p<i<q \qquad (2.143.)$$

$$\Delta\varphi^{*}_{вi}=0 \qquad q<i<h \quad ,$$

где: $\Delta\varphi^{*}_{вi}$ - доля пропластка с номером i, занятая водой.

Определяется дебит воды каждого отдельного пропластка ранжированного ряда по формуле:

$$q_{вi}=q_в\frac{\Delta\varphi^{*}_{вi}\cdot K_i\cdot h_i}{\sum_{1}^{q}\Delta\varphi^{*}_{вi}\cdot K_i\cdot h_i} \quad , \qquad (2.144.)$$

где: $q_{вi}$ - дебит воды из пропластка с номером i, $м^3$/сут; $q_в$ - дебит воды из скважины, $м^3$/сут.

Определяется дебит нефти каждого отдельного пропластка ранжированного ряда по формуле:

$$q_{нi}=q_н\frac{(1-\Delta\varphi^{*}_{вi})K_i\cdot h_i}{\sum_{1}^{\partial}(1-\Delta\varphi^{*}_{вi})K_i\cdot h_i} \quad , \qquad (2.145.)$$

где: $q_{нi}$ - дебит нефти из пропластка с номером i, $м^3$/сут; $q_н$ - дебит нефти из скважины, $м^3$/сут; ∂ - номер пропластка, ниже которого в ранжированном ряду отсутствует движение воды и нефти.

Расчитывается нефтенасыщенность каждого отдельного пропластка по формуле:

$$\sigma_{нi}=\sigma^{i}_{нн}-(\sigma^{i}_{нн}-\sigma^{i}_{нк})\Delta\varphi^{*}_{вi} \quad , \qquad (2.146.)$$

где: $\sigma_{нi}$ - текущая нефтенасыщенность пропластка с номером i, д.ед.; $\sigma^{i}_{нн}$ - начальная нефтенасыщенность пропластка с номером i, д.ед.; $\sigma^{i}_{нк}$ - остаточная нефтенасыщенность пропластка с номером i, д.ед.

Поскольку точность определения исходной информации по отдельным скважинам иногда недостаточна для однозначной трактовки результатов расчетов, то оказывается полезным прием укрупнения скважин.

Для укрупненной скважины исходная информация находится по формулам:

$$Q_н(t)=\sum_{i}^{n} Q_{нi}(t)$$

$$Q_в(t)=\sum_{i}^{n} Q_{вi}(t)$$

$$Q_ж(t)=\sum_{i}^{n} Q_{жi}(t) \qquad (2.147.)$$

$$\Delta t=\int_{Q_w(t_0)}^{Q_w(t)} \frac{dQ_w}{\sum_{i}^{n} q_{wi}},$$

где: $Q_н(t);Q_в(t);Q_ж(t)$ - накопленная добыча нефти, воды и жидкости укрупненной скважины, $м^3$; $Q_{вi}(t);Q_{нi}(t);Q_{жi}(t)$ - накопленная добыча нефти, воды и жидкости реальной скважины с номером i, $м^3$; t - время непрерывной работы укрупненной и реальных скважин, сут; t - время непрерывной работы укрупненной скважины с момента отсчета динамики технологических показателей, сут; n - число реальных скважин, входящих в укрупненную.

Ранжирование геологического разреза укрупненной скважины выполняется по тем же правилам, как и ранжирование геологического разреза реальной скважины. В геологический разрез при этом включается все вскрытые фактическими скважинами пропластки.

Как показывает практика определения структуры текущих запасов пласта по изложенной методике, прием укрупнения скважин позволяет повысить точность определения исходной информации и значительно уменьшить объем вычислений.

П Р И М Е Р .

Исходная информация для выполнения расчетов представлена таблицах 2.15. и 2.16.

Таблица 2.15.

Динамика отбора нефти, воды и жидкости из укрупненной скважины Самотлорского месторождения.

Дата /мес. год/	t /сутки/	$Q_н$ /м^3/	$Q_в$ /м^3/	$Q_ж$ /м^3/
1	2	3	4	5
12.83	0	965833	528346	1494179
12.84	73	986777	666873	1653650
12.85	166	1007341	804423	1813764
12.86	257	1026364	948541	1974905
12.87	432	1043000	1109866	2152866

Таблица 2.16.

Ранжированный геологический разрез в районе укрупненной скважины Самотлорского месторождения.

i	ki /мд/	hi /м/	$\sigma^i_{нн}$ /д.ед./	i	ki /мд/	hi /м/	$\sigma^i_{нн}$ /д.ед./
1	660	4,2	0,850	11	160	1,2	0,620
2	540	1,8	0,826	12	130	1,2	0,590
3	430	1,4	0,793	13	97	1,0	0,548
4	420	3,4	0,788	14	80	2,2	0,526

1	2	3	4	5	6	7	8
5	370	0,8	0,767	15	74	1,0	0,518
6	310	1,2	0,739	16	57	0,4	0,478
7	250	2,4	0,700	17	50	1,2	0,480
8	220	1,4	0,675	18	33	0,8	0,452
9	210	1,2	0,666	19	22	0,4	0,433
10	170	1,2	0,630	20	20	0.8	0,425

Дебит нефти укрупненной скважины 95 $м^3$/сут, дебит воды укрупненной скважины 922 $м^3$/сут. Нефтенасыщенность работающей части пласта при полном его обводнении - 0,2.

Последовательность обработки представленной информации:

Динамика накопленной добычи нефти и жидкости при помощи вычислительной техники описывается интерполяционным многочленом. В рассматриваемом случае указанная динамика с приемлемой для практики точностью описывается интерполяционным многочленом второй степени вида:

$$V_н = 678295,5134 + 0,2263290804\ Q_ж - 2,48130769E^{-2}Q_ж^2.$$

В таблице 2.17. показана погрешность определения сглаженного значения кривой накопленной добычи нефти по полученному интерполяционному многочлену.

Таблица 2.17.

Погрешность определения сглаженного значения кривой накопленной добычи нефти "δ" по полученному интерполяционному многочлену.

Дата /мес. год/	$Q_н$ /м^3/	$V_н$ /м^3/	δ /%/
12.83	965833	961074	+0,5
12.84	986777	984712	+0,2
12.85	1007341	1007174	+0,02
12.86	1026364	1028497	-0,2
12.87	1043000	1050547	-0,7

Поскольку погрешность определения сглаженного значения кривой накопленной добычи нефти не превосходит допустимых величин, расчитывается доля воды и нефти в добываемой из скважины продукции и интеграл "$\mathcal{J}$". Результаты расчетов представлены в таблице 2.18. Расчеты выполнены по формулам (2.110.) и (2.111.)

Таблица 2.18.

Результаты расчетов динамики доли воды и нефти в добываемой из скважины продукции и интеграла $\mathcal{J}$.

Дата /мес. год/	$h_н$ /д.ед./	$n_в$ /д.ед./	$\mathcal{J}$ /м^3/	$Q_ж$ /м^3/
12.83	0,152179	0,847821	0	1494179

1	2	3	4	5
12.84	0,144265	0,855735	56656,22	1653650
12.85	0,136319	0,863681	112254,6	1813784
12.86	0,128322	0,871678	166847,2	1974904
12.87	0,119491	0,880509	225468,7	2152866

По найденным значениям указанных величин подсчитываются комплексы параметров: $\beta\sqrt{\frac{\varepsilon_o}{\varepsilon_к}}$ и $\frac{\varepsilon_o}{\varepsilon_к}$ по формулам (2.113.) и (2.114.). В рассматриваемом случае: $\sqrt{\frac{\varepsilon_o}{\varepsilon_к}} = -1,77671$; $\frac{\varepsilon_o}{\varepsilon_к} = 0,209982$.

Проводится обработка ранжированного геологического разреза. Расчеты выполняются по формулам (2.118.) и (2.119.) Результаты расчетов представлены в таблице 2.19.

Таблица 2.19.

Результаты обработки ранжированного геологического ряда.

i	φ	φ^*	i	φ	φ^*
1	0,3227	0,1641	11	0,9259	0,8918
2	0,4366	0,2308	12	0,9440	0,7329
3	0,5039	0,2721	13	0,9553	0,7671
4	0,6690	0,3857	14	0,9758	0,8425
5	0,7028	0,4085	15	0,9844	0,8767
6	0,7448	0,4384	16	0,9871	0,8904
7	0,8148	0,5205	17	0,9940	0,9315

i	φ	φ^*	i	φ	φ^*
8	0,8505	0,5685	18	0,9971	0,9589
9	0,8798	0,6096	19	0,9981	0,9726
10	0,9035	0,6507	20	1	1

В полученные данные методом наименьших квадратов вписывается интерполяционный многочлен. В рассматриваемом случае:

$$\varphi^* = -0,000230580709 + 2,56608897\varphi - 15,3028862\varphi^2 + 40,6256921\varphi^3 - 45,6951656\varphi^4 + 18,7728238\varphi^5.$$

Охват пласта заводнением в момент прорыва воды в скважину при этом в соответствии с формулой (2.120.) составляет: $\varphi^*_o = 0,170637$.

Относительная подвижность жидкости в момент прорыва воды в скважину в соответствии с формулой (2.124.) - $б_o = 0,947599$.

Расчитывается относительная подвижность жидкости при квазипоршневом вытеснении нефти водой по формуле 2.126. средневзвешенная доля воды в потоке жидкости от контура питания до скважины по формуле 2.127. , условный охват заводнением эквивалентного однородного пласта по формуле 2.128., фактический условный охват пласта заводнением по формуле 2.129., доля пласта, в котором движется только нефть по формуле 2.130. и интегральный логарифм от этой величины. Результаты расчетов указанных параметров представлены в табл. 2.20.

Таблица 2.20.

Динамика основных показателей вытеснения нефти водой в случае совпадения работающей толщины с нефтенасыщенной.

Дата мес. год	β -	$n^*_в$ /д.ед./	$\varphi_{вy}$ /д.ед./	$\varphi^*_{вy}$ /д.ед./	$\varphi^*_{нy}$ /д.ед./	$-11\cdot\varphi^*_{нy}$ -	$V_н$ /м^3/
12.83	2,8697	0,8858	0,6178	0,3467	0,6433	0,6381	961074,7
12.84	2,9251	0,8917	0,6307	0,3663	0,6337	0,6167	984711,8
12.85	2,9829	0,8977	0,6441	0,3761	0,6239	0,5955	1007174
12.86	3,0434	0,9037	0,6582	0,3863	0,6137	0,5743	1028497
12.87	3,1132	0,9103	0,6744	0,3979	0,6021	0,5508	1050547

Строится график зависимости $V_н=f(-11\cdot\varphi^*_н)$ (рис.2.26.), расчитывается функция $\Phi(в;A)$ по формуле 2.132. Т.к. в рассматриваемом случае указанный график не совпадает с прямой линией, расчеты повторяют для другой версии ранжированного геологического разреза. Проанализировав все возможные варианты строения работающей части продуктивного пласта, за истинный принимают такой вариант, при котором функция $\Phi(В;A)$ имеет минимальное значение. Результаты расчета истинного варианта в рассматриваемом случае представлены в таблицах 2.21., 2.22. и на рис.2.27.

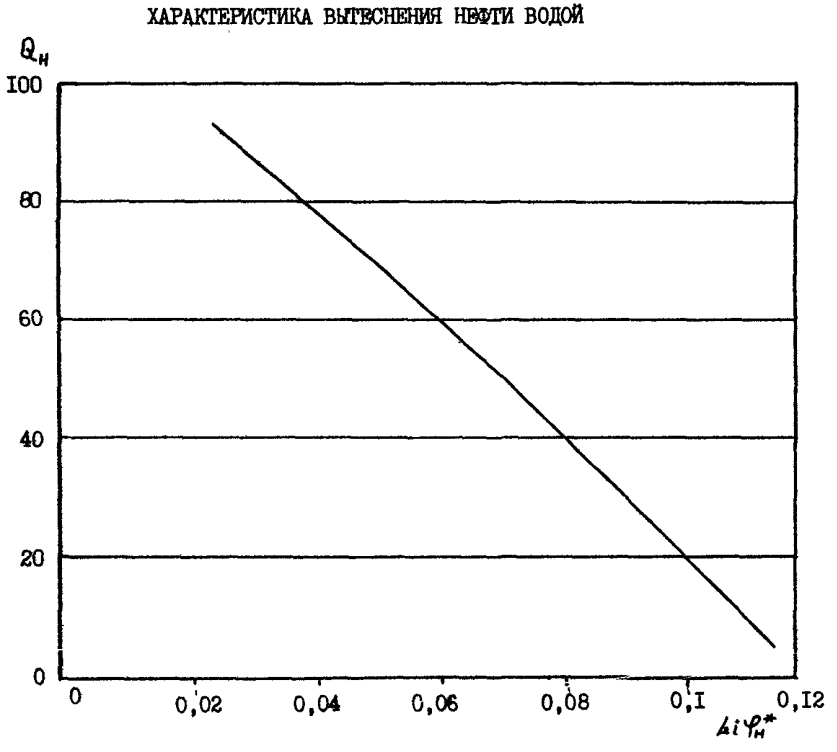

ХАРАКТЕРИСТИКА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ
$Q_н$
100
80
60
40
20
0
0
0,02
0,04
0,06
0,08
0,1
0,12
$\Delta i \varphi_н^*$

Рис. 2.26.

ХАРАКТЕРИСТИКА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

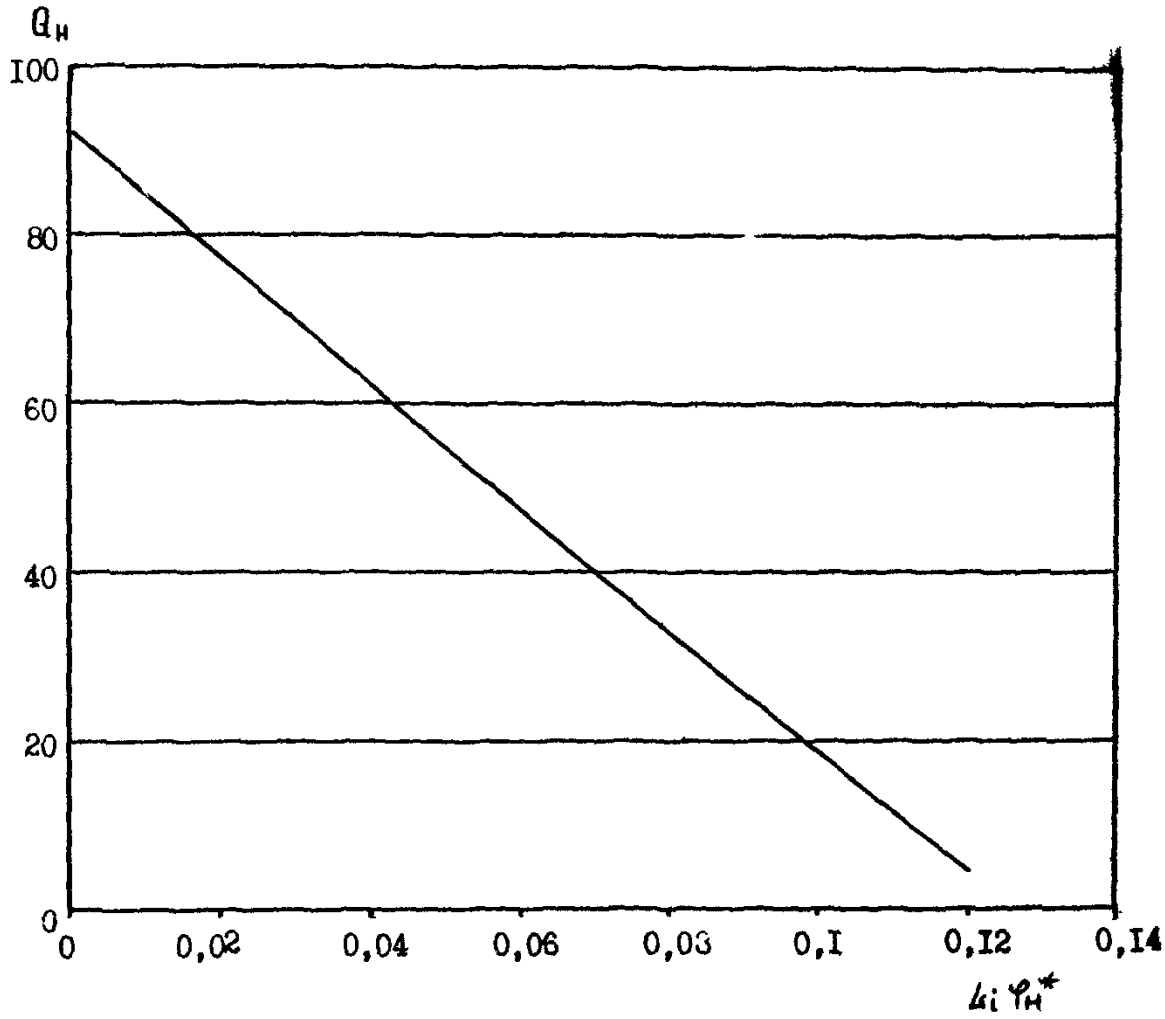


Рис. 2.27.

Таблица 2.21.

Динамика основных показателей вытеснения нефти водой в случае истинного варианта расчетов.

Дата м. год	ε –	$n_в^*$ /д. ед./	$\varphi_{ву}$ /д. ед./	$\varphi^*_{ву}$ /д. ед./	$\varphi^*_{ну}$ /д. ед./	$1-1i\cdot\varphi^*_{ну}$ –	$V_н$ /м³/
12.83	2,8630	0,8874	0,6210	0,3801	0,6199	0,6381	961074,7
12.84	2,9183	0,8933	0,6337	0,3969	0,6031	0,553	984711,8
12.85	2,9759	0,8991	0,6471	0,4135	0,5865	0,5208	1007174
12.86	3,0363	0,9051	0,6610	0,4298	0,5702	0,4912	1028497
12.87	3,1059	0,9116	0,6771	0,4469	0,5531	0,4616	1050547

Таблица 2.22.

Ранжированный геологический разрез в случае истинного варианта расчетов.

i	ki	hi	$\sigma^i_{нн}$	i	ki	hi	$\sigma^i_{нн}$
1	650	4,2	0,850	11	50	1,2	0,480
2	540	1,8	0,826	12	33	0,8	0,452
3	430	1,4	0,793	13	22	0,4	0,433
4	420	3,4	0,788	14	20	0,8	0,425
5	370	0,8	0,767	15	250	2,4	0,700
6'	310	1,2	0,739	16	220	1,4	0,675
7	97	1,0	0,548	17	210	1,2	0,666

i	ki	hi	$i_{нн}$	i	ki	hi	$i_{нн}$
8	80	2,2	0,526	18	170	1,2	0,630
9	74	1,0	0,518	19	160	1,2	0,620
10	57	0,4	0,487	20	130	1,2	0,590

Таким образом, в результате проведенных расчетов установлено, что нефтенасыщенные пропластки под номерами 15:20 не включены в разработку. Следовательно: ∂=15; n=20; h =20,6; $h_н$=29,2.

Расчитывается начальная нефтенасыщенность неподвижного целика нефти и работающей части продуктивного пласта по формулам 2.136. и 2.136. В рассматриваемом случае: $\sigma^{н}_{нн}$=0,6549 , $\sigma^{р}_{нн}$=0,6901.

Определяется текущая нефтенасыщенность работающей части продуктивного пласта по формуле 2.137. и текущая нефтенасыщенность всего продуктивного пласта по формуле 2.138. В рассматриваемом случае: $\sigma^{н}_{нн}$=0,6549. $\sigma^{р}_{нн}$=0,6901

Определяется текущая нефтенасыщенность работающей части продуктивного пласта по формуле 2.137. и текущая нефтенасыщенность всего продуктивного пласта по формуле 2.138. В рассматриваемом случае: $\sigma_{н}$=0,47105 , $\overline{\sigma}_{н}$=0,5252.

Определяется условная доля пласта, занятая нефтью, движущейся вместе с водой по формуле 2.139., доля эквивалентного пласта в котором движутся совместно вода и нефть по формуле 2.140. и доля неоднородного пласта, в котором движутся совместно вода и нефть по формуле 2.141. В рассматриваемом случае:

$$_{\Delta}\varphi_{н}=0,0483, \quad \varphi_{вн}=0,7254, \quad \varphi^{*}_{вн}=0,4857.$$

Определяется граница зоны ранжированного пласта, в рамках

которого движется только вода относительно остаточной нефти, и граница зоны пласта, в рамках которого движется нефть совместно с водой по формуле 2.142. В рассматриваемом случае:

$$h_g=10,01, \qquad k_g=370, \qquad K_p=1480.$$

В соответствии с ранжированным рядом (табл. 2.22.) это означает, что вода и нефть движутся совместно в первых четырех пропластках, а зона движения воды относительно остаточной нефти к рассматриваемому моменту времени не образовалась.

В соответствии с формулой 2.143:

$$\Delta\varphi_{в1}=0,252, \quad \Delta\varphi_{в2}=0,153, \quad \Delta\varphi_{в3}=0,054, \quad \Delta\varphi_{в4}=0,045.$$

Определяется структура текущих запасов пласта по формуле 2.144., 2.145. и 2.146. Результаты расчетов структуры текущих запасов пласта в рассматриваемом случае представлены в таблице 2.23.

Таблица 2.23.

Результаты расчетов структуры текущих запасов пласта по укрупненной скважине Самотлорского месторождения.

i	$q_{вi}$	q_{pi}	n_i	i	$q_{вi}$	$q_{нi}$	n_i
1	679	33	0,686	11	0	1	0,480
2	147	13	0,730	12	0	1	0,452
3	33	9	0,761	13	0	1	0,433
4	83	22	0,761	14	0	1	0,425
5	0	5	0,767	15	0	0	0,700
6	0	6	0,739	16	0	0	0,675
7	0	2	0,548	17	0	0	0,666

1	2	3	4	5	6	7	8
8	0	3	0,526	18	0	0	0,630
9	0	1	0,518	19	0	0	0,620
10	0	1	0,487	20	0	0	0,590

ЛИТЕРАТУРА

1. Авторское свидетельство СССР N1521869 E21B 47/00, 1988.

2. Вагин В.П. "Метод оценки охвата пласта системой разработки и прогнозирования основных показателей работы отдельных скважин по промысловым данным". Сборник научных трудов ВНИИ. Вып. 93, М., 1985, с.80-92.

3. Вагин В П. "Определение нефтенасыщенности пласта гидродинамическими методами при заводнении". Автореферат диссертации, представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук.

4. Метод контроля за процессом разработки пластов в процессе разработки месторождений. Стандарт объединения Главтюменнефтегаз, СТО 51.00.025.86.

5. Вагин В.П. "Метод учета неоднородности пласта при определении его нефтенасыщенности". Сборник научных трудов ВНИИ. Вып. 94. М., 1986, с.171-180.

6. Вагин В.П. Ковалев А.Г. Кузнецов А.М. Покровский В.В. "Метод расчета насыщенности пород в экспериментах по совместной фильтрации нефти и воды". Сборник научных трудов ВНИИ. Вып. 99.М., 1987, с.43-51.

7. Пискунов Н.С. "Дифференциальное и интегральное исчисления". М., "Наука", Главная редакция физико-математической литературы., 1985, с.276-280.

8. Карпов К.А. Разумовский С.Н. "Таблицы интегрального логарифма". Издательство АН СССР, М., 1956, с.320.

2.6.7. Определение текущей насыщенности пластов при совместной фильтрации жидкости и газа.

Отличие от фильтрации однородных жидкостей, параметры совместной фильтрации в пласте жидкости и газа значительно в большей степени зависят от пластовых давлений и температур, а также физико-химических характеристик флюидов. Этим определяется относительное многообразие режимов совместной фильтрации нефти и газа: режим вытеснения нефти газом при давлении выше давления насыщения, режим растворенного газа, режим вытеснения газированной нефти водой и т.д.

В данном разделе приводятся разработанные к настоящему времени методики оценки текущей насыщенности пластов жидкой и газообразной фазами при их совместной фильтрации.

2.6.7.1. Определение текущей нефтенасыщенности по данным исследований скважин на установившихся режимах в случае вытеснения нефти газом.

При выводе основных расчетных зависимостей данного метода [7] использовалась схема вытеснения нефти газом без учета гравитационнного разделения компонентов. В соответствии с этой схемой, до появления вытесняющего газа нефтенасыщенность пласта в районе скважины равна начальной $\sigma_{н.о.}$. В процессе продвижения по пласту к забою скважины газ, очевидно, в первую очередь будет прорываться по наиболее проницаемым трубкам тока, вытесняя из них нефть. При этом на фронте вытеснения нефти газом нефтенасыщенность скачкообразно падает от начальной $\sigma_{н.о.}$ до фронтовой $\sigma_{н.фр.}$ и

затем постепенно снижается до остаточной $\sigma_{н.ост.}$ по мере просушки пласта (т.е. по мере замещения в нем нефти на газ). Таким образом, при подтягивании к скважине вытесняющего агента в ее районе будет существовать зона просушки - зона совметной фильтрации нефти и газа (зона 1, рис. 2.28.), характеризуемая коэффициентом охвата φ .

В остальном объеме пласта в районе скважины (зоны 2, рис. 2.28), где газ еще не появился и фльтруется одна нефть, нефтенасыщенность, очевидно, будет сохранять свое начальное значение $\sigma_{н.о.}$. *Методика предназначена для условий, при которых и* забойные и пластовые давления выше давления насыщения.

В испольуемой модели пласт считается неоднородным по проницаемости. При этом средние значения обсолютной проницаемости составляют: в районе скважины - $\bar{K}$, в зоне 1 - $\bar{K}_1$; в зоне 2 - $\bar{K}_2$ (рис. 2.28.).

Исходными данными для расчетов являются: результаты нескольких гидродинамических исследований скважин по мере нарастания газового фактора, соответствующие данному объекту, диаграммы относительных проницаемостей для системы "нефть-газ", информация о начальной нефтенасыщенности пласта $\sigma_{н.о.}$, а также физико-химические характеристики пластовых флюидов.

После проведения исследований скважины на установившихся режимах для каждого дебита нефти $Q_н$ находится приведенный к атмосферным условиям объемный дебит свободного газа $(Q_{г.выт.})_{ат}$:

$$(Q_{г.выт.})_{ат} = Q_н(Г - \alpha \cdot \beta \cdot P_{пл}), \qquad (2.148.)$$

где: Г - приведенный к атмосферным условиям газовый фактор, $м^3/м^3$;

$Q_н$ - объемный дебит скважины по нефти, $м^3/сут$;

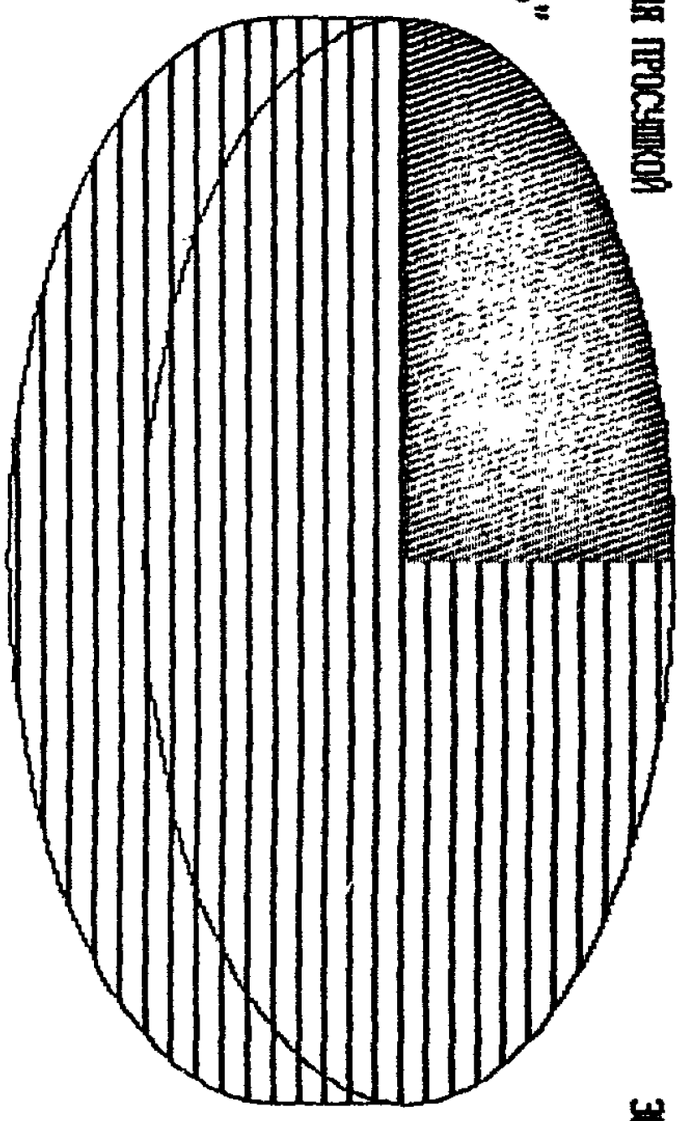


РИС.2.28 МОДЕЛЬ УЧАСТКА ПЛАСТА ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ГАЗОМ

α - объемный коэффициент растворимости газа и нефти, $м^2/м$;

β - объемный коэффициент;

$P_{пл}$ - текущее пластовое давление в районе скважины, $н/м^2$.

Момент прорыва в скважину свободного газа может быть зафиксирован по реализации следующего условия:

$$\Gamma \geq \alpha \cdot \beta P_{пл} \quad . \qquad (2.149.)$$

Используя полученные на различных режимах значения дебита свободного газа $(Q_{г.выт.})_{ат}$ строится индикаторная линия работы скважины по газу. При этом в зависимости от величин пластового давления и депрессии на пласт необходимо пользоваться различными уравнениями притока газа к забою скважины [5].

Пластовое давление меньше 15 МПа, соотношение забойного и пластового давлений больше 0,9.

В этом случае уравнение притока газа к забою скважины имеет вид:
$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = a(Q_{г.выт.})_{ат} + b(Q_{г.выт.})^2_{ат}, \qquad (2.150.)$$

где:
$$a = \frac{118 \cdot \mu_г \cdot z \cdot T_{пл}}{\pi \cdot k_г \cdot \varphi \cdot h \cdot P_{ат} \cdot T_{ст}} \ln \frac{R_к}{r_{с.пр}} \quad , \qquad (2.151.)$$

b - коэффициент фильтрационного сопротивления, зависящий от конструкции скважины; $P_{пл}$; $P_{заб}$ - соответственно пластовое и забойное давление, МПа; $(Q_{г.выт.})$ - объемный дебит вытесняющего газа при $P_{ат}$ и $T_{ст}$; $P_{ат}$ - атмосферное давление, МПа; $T_{ст} = 273^{\circ}К$ - стандартная температура; $T_{пл}$ - пластовая температура, $^{\circ}К$; $\mu_г$ - коэффициент динамической вязкости газа в пластовых условиях, $МПа \cdot с$; $k_г$ - проницаемость пласта по газу, $мкм^2$; $R_к$, $r_{с.пр}$ - соответственно радиус контура питания и обобщенный приведенный радиус скважины, м; z - коэффициент сверхсжимаемости газа; φ - коэффициент охвата пласта просушкой; h - эффективная толщина

пласта, м.

Для рассматриваемых условий индикаторная линия в координатах $\frac{\Delta P^2}{(Q_{г\,выт})_{ат}} - (Q_{г.выт.})_{ат}$, представляет собой прямую линию с угловым коэффициентом "b", отсекающую на оси ординат отрезок "а".

Пластовое давление больше 15 МПа, соотношение забойного и пластового давлений меньше 0,9.

В этом случае следует пользоваться формулой, учитывающей изменение реальных свойств газа от давления [5]:

$$\frac{\Delta P}{(Q_{г.выт})} = a^* + b^* \frac{(Q_{г.выт})_{ат}}{\mu_{ср}}, \qquad (2.152.)$$

где: $\Delta P = P_{пл} - P_{заб}$;

$$\mu_{ср} = \left[\mu_г(P_{пл}) + \mu_г(P_{заб})\right] / 2 \cdot \mu_г(P_{пл}) \qquad (2.153.)$$

$\mu_г(P_{пл})$; $\mu_г(P_{заб})$ - коэффициенты динамической вязкости газа при пластовом и забойном давлении соответственно, мПа·с.

Коэффициент b^* зависит от сопротивления потоку, обусловленному конструкцией скважин. Коэффициент a^* равен:

$$a^* = \frac{18,4259 \cdot P_{ат} \cdot Z(P_{пл}) \cdot T_{пл} \cdot \mu_г(P_{пл})}{K_г \cdot h \cdot \varphi \cdot P_{пл} \cdot T_{ст} \cdot a_o^*} \ln \frac{R_к}{r_{с.пр}}, \qquad (2.154.)$$

где: $a_o^* = P / P_{пл} \cdot \overline{\mu}_г(P) \cdot \overline{Z}(P_{ср})$;

$P_{ср} = (P_{пл} + P_{заб})/2$;

$\overline{\mu}_г(P_{ср}) = \mu_г(P_{ср}) / \mu_г(P_{пл})$; $\qquad (2.155.)$

$Z(P_{ср}) = Z(P_{ср}) / Z(P_{пл})$

При построении индикаторной линии в координатах $\frac{\Delta P}{(Q_{г\,выт})_{ат}} - \frac{(Q_{г.выт})_{ат}}{\overline{\mu}_{ср}}$, получается прямая с угловым коэффициентом "b^*", отсекающая на оси ординат отрезок "a^*".

На следующем этапе расчета определяется текущая нефтенасыщенность в зоне просушки $\sigma_{н_1}$. Для этого используются

зависимости:

а) $P_{пл}$<15 МПа; $P_{заб}/P_{пл}$>0,9

$$\frac{k'_г}{k'_{н.о}-k_{н.1}} = \frac{A}{a(\eta_{н.о.}-\overline{\eta}_н)} = \xi(\sigma_{н_1}), \qquad (2.156.)$$

где:
$$A = \frac{3{,}32\,\mu_г \cdot T_{пл} \cdot z}{\mu_н \cdot T_{ст}} \qquad (2.157.)$$

a - отрезок, отсекаемый индикаторной линией на оси ординат;

$k'_г, k'_{н_1}$ - значения относительны проницаемостей для газа и нефти соответственно в зоне просушки;

$k'_{н.о.}$ - начальная величина относительной проницаемости для нефти;

$\eta_{н\,о}, \eta_н$ - соответственно начальный и текущий коэффициенты продуктивности по нефти, $м^3$/сут·МПа.

б) $P_{пл}$>15 МПа; $P_{заб}/P_{пл}$<0,9

$$\frac{k'_г}{k'_{нс}-k_{н.1}} = \frac{A^*}{a^*(\eta_{но}-\overline{\eta}_н)} = \sigma_{н1}), \qquad (2.158.)$$

где:
$$A^* = \frac{115{,}773 \cdot P_{ат} \cdot z(P_{пл}) \cdot T_{пл} \cdot \mu_г(P_{пл})}{P_{пл} \cdot T_{ст} \cdot a^*_o \cdot \mu_г} \qquad (2.159.)$$

a^* - отрезок, отсекаемый индикаторной линией на оси ординат.

Остальные значения прежние.

Как видно из уравнений (2.156.) и (2.157.), их правые и левые части являются функцией текущей нефтенасыщенности в зоне просушки $\sigma_{н_1}$. При этом левые части этих уравнений рассчитываются с помощью диаграмм относительных проницаемостей, а их правые части определяются по промысловым данным.

Таким образом, располагая для изучаемого объекта информацией о начальной нефтенасыщенности пласта $\sigma_{н.о.}$, кривыми относительных проницаемостей для системы "нефть-газ", а также необходимыми данными гидродинамических исследований скважин, указанным выше способом может быть определна нефтенасыщенность в зоне просушки $\sigma_{н_1}$ и соответствующая ей величина относительной проницаемости для

нефти, $k'_{н_1}$.

Для определения коэффициента охвата пласта просушкой φ сначала находится комплексный параметр $\varphi\frac{K_1}{\overline{K}}$ по формуле:

а) $P_{пл}<15$ МПа; $P_{заб}/P_{пл}<0,9$

$$\varphi\cdot\frac{K_1}{\overline{K}} = \frac{K'_{н.о.}\cdot A}{K'_г\cdot a\cdot\eta_{н.о}} \qquad (2.160.)$$

б) $P_{пл}>15$ МПа; $P_{заб}/P_{пл}<0,9$

$$\varphi\frac{K_1}{\overline{K}} = \frac{K'_{но}\cdot A^*}{K'_г\cdot a^*\cdot\eta_{н.о.}}, \qquad (2.161.)$$

где: φ - коэффициент охвата пласта просушкой;

K_1 - средняя обсолютная проницаемость пласта в зоне просушки, мкм^2;

$\overline{K}$ - средняя абсолютная проницаемостьпласта в районе скважины, мкм^2.

С целью разделения комплексного параметра $\varphi\frac{K}{\overline{K}}$ на составляющие φ и $\frac{K_1}{\overline{K}}$ можно воспользоваться методикой учета проницаемостной неоднородности коллектора, изложенной в разделе 2.6.2.. В соответствии с этой методикой, на основании интегральной характеристики распределения абсолютной проницаемости пласта строится зависимость коэффициента охвата φ от комплексного параметра $\varphi\cdot\frac{K_1}{\overline{K}}$. С использованием этой зависимости, по изветсному значению $\varphi\cdot\frac{K_1}{\overline{K}}$ определяется φ.

Окончательно средняя нефтенасыщенность пласта в районе скважины $\overline{\sigma}_н$ рассчитывается по формуле

$$\overline{\sigma}_н = \varphi\sigma_{н_1}+(1-\varphi)\cdot\sigma_{н.о.} \qquad (2.162.)$$

2.7. Определение давления насыщения нефти газом по данным гидротермодинамических исследований скважин при установившихся режимах.

Давление насыщения нефти газом $P_{нас}$ является одним из основных, широко используемых параметров в теории и практике разработки нефтяных месторождений. Определение величины этого параметра, установление закономерностей его изменения по площади залежей (а в массивных - и по толщине) необходимо при проектировании, осуществлении и регулировании процесса разработки залежей. Обусловлено это тем, что оно позволяет правильно установить предел снижения забойных давлений в скважинах, рационально использовать природную энергию пласта, обосновать целесообразность и начало поддержания пластового давления, повысить эффективность различных мероприятий, направленных на интенсификацию добычи и обеспечение возможно более высоких коэффициентов извлечения промышленных запасов нефти и газа.

2.7.1. Способ определения давления насыщения нефти газом по изменению коэффициента продуктивности скважин от депрессии.

Теоретические основы способа изложены в [13-15], где на основе комплексного учета изменения физических свойств флюида и коллектора в зависимости от давления и температуры исследован характер изменения коэффициента продуктивности скважин от депрессии, т.е. $q/\Delta P_c = f(\Delta P_c)$. Показано, в частности, что в гранулярных коллекторах коэффициент продуктивности скважин со

снижением забойного давления до начала насыщения, в основном, увеличивается, а после - уменьшается. В трещиноватых коллекторах коэффициент продуктивности скважин со снижением забойного давления до давления насыщения нефти газом может и уменьшаться, но при этом темп его снижения будет значительно меньшим, чем в области двухфазной фильтрации. При фазовых превращениях в пласте происходит качественное изменение характера кривых коэффициента продуктивности скважин о депрессии.

Установленная взаимосвязь между характером изменения коэффициента продуктивности скважин от депрессии и фазовым состоянием фильтрующейся газожидкостной смеси в пласте позволила разработать настоящий способ, который можно осуществлять при условии, что давление насыщения нефти газом $P_{нас}$ ниже пластового и выше предельно допустимого значения давления на 2,0-2,5 МПа и более. Следует отметить, что это условие не ограничит широкого применения предлагаемого способа, т.к. на большинстве нефтяных месторождений оно выполняется.

Поставленная цель достигается тем, что на нескольких установившихся режимах работы скважины, обусловленных диаметром установленных в ней штуцеров, замеряют забойное давление P_c и соотвествующий ему дебит q. При этом режимы работы скважины должны выбираться таким образом, чтобы не менее, чем в двух случаях забойное давление оказалось больше и не менее, чем в двух случаях - меньше пока неизвестного нам давления насыщения нефти газом $P_{нас}$.

Для этого первые замеры производят при минимальном диаметре

штуцера (например, 3-4 мм), обеспечивающем депрессию порядка 0,5-1,0 МПа. Затем увеличивается диаметр штуцера на 2-3мм с тем, чтобы депрессия также увеличивалась на 1,0-1,5 МПа и опять замеряются дебит и забойное давление скважины. При последнем режиме в скважине устанавливается штуцер, обеспечивающий близкую к предельно допустимой депрессию. В большинстве случаев это тот самый режим, при котором скважина работала до начала проведения исследования. Диаметр штуцера предпоследнего режима выбирается на 2-3 мм меньше последнего, чтобы обеспечить по сравнению с ним уменьшение депрессии на 1,0-1,5 МПа. Выбор конкретных диаметров штуцера не представляет особого труда и каждый раз осуществляется, исходя из специфического характера залежи, обусловливающего продуктивность, предельные дебиты и депрессии скважин, чувствительность указанных параметров к перемене диаметра штуцера и т.д. По результатам проведенных замеров вычисляется депрессия ($\Delta P_c = P_{пл} - P_c$) и коэффициент продуктивности скважин $K = q / \Delta P_c$, а затем строется графическая зависимость коэффициента продуктивности от депрессии (рис. 2, 29.). Полученная зависимость, как установлено, по характеру разделяется на две области: область фильтрации однофазного флюида (коэффициент продуктивности скважин постоянен или увеличивается) и область фильтрации газожидкостной смеси (коэффициент продуктивности уменьшается). По абсциссе точки пересечения двух линий, описывающих условия фильтрации при однофазном и двухфазном режимах $\Delta P_{нас}$ точно и однозначно определяется значение давления насыщения нефти газом $P_{нас}$, как разность между известным пластовым давлением $P_{пл}$ и определенным из

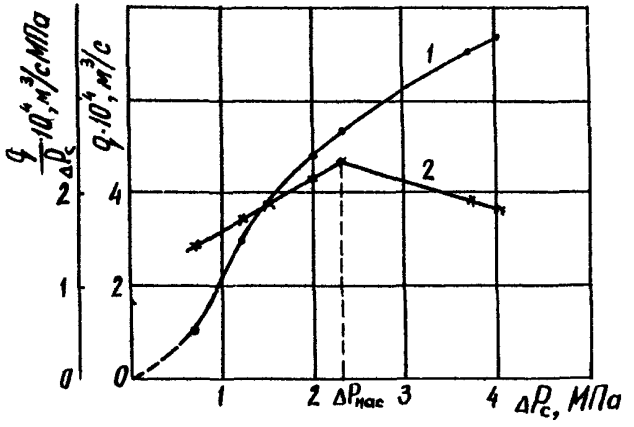


Рис. 2.29. Определение давления насыщения нефти газом по изменению коэффициента продуктивности скважин от депрессии

1- индикаторная линия в координатах q и ΔP_c.
2- индикаторная линия в координатах $q/\Delta P_c$ и ΔP_c.

6 XVI-2150

графика значением $P_{нас}$: $p_{нас}=P_{пл}-P_{нас}$ (2.163.)

Четкое выделение точки излома на кривой "коэффициент продуктивности - депрессия" имеет простое физической объяснение. При снижении давления до давления насыщения нефти газом $P_{нас}$, в скважину поступает газожидкостная смесь только в однофазном состоянии и в указанном интервале изменения давления существует некоторая определенная зависимость "коэффициент продуктивности - депрессия". При снижении давления ниже $P_{нас}$, в призабойной зоне скважины выделяется газ или же в скважину вместе с нефтью поступает и выделившийся из нее газ. В обоих случаях ухудшается проницаемость пласта для нефти и, как следствие, резко снижается продуктивность скважины, т.е. характер зависимости "коэффициент продуктивности - депрессия" становится иным, следовательно, на описывающей его кривой обнаруживается точка излома. Кроме того, изменение физических свойств нефти в области однофазной и двухфазной фильтрации происходит в противоположных направлениях. Это обеспечивает еще более четкое выделение точки излома на указанных кривых и однозначное определение по ней величины давления насыщения нефти газом.

2.7.2. Способ определения давления насыщения нефти газом по изменению коэффициента Джоуля-Томсона в зависимости от депрессии.

В процессе разработки нефтяных и нефтегазовых залежей фильтрующиеся в них нефть и газ, вследствие нарушения термогидродинамически равновесного состояния пластовой системы,

могут приобрести температуру, отличающуюся от начальной температуры самого пласта. Изменение температурной обстановки в пласте обусловливает с одной стороны неизотермическую фильтрацию нефти и газа в пористой среде, с другой - оказывает значительное влияние на режим разработки и фазовое состояние нефтегазовой системы, так как при течении в пласте однофазной нефти ($P_c > P_{нас}$) происходит повышение, а при течении газированной нефти ($P_c < P_{нас}$) - понижение температуры потока.

Это обстоятельство было использовано при разработке способа определения давления насыщения нефти газом в реальных динамических пластовых условиях по данным промысловых термогидродинамических исследований скважин [15]. В основу способа положен эффект изменения температуры нефтегазового потока при фильтрации в пористой среде. Расчетная формула способа устанавливает следующую аналитическую зависимость между коэффициентом Джоуля-Томсона и депрессией:

$$\mathcal{E} = \frac{\Delta t_c}{\Delta P_c} = a + b\Delta P_c \quad , \qquad (2.164.)$$

где: $\Delta t_c = t_{пл} - t_c$; a и b - постоянные коэффициенты, причем при фильтрации однофазной нефти, т.е., когда $P_c > P_{нас}$, коэффициент $b > 0$, а при двухфазном потоке ($P_c < P_{нас}$) - $b < 0$.

Из формулы (2.164.) видно, что зависимость коэффициента Джоуля-Томсона от депрессии представляет собой ломаную линию, состоящую из двух прямолинейных участков; по излому ее можно определять давление насыщения нефти газом.

Способ осуществляется следующим образом. Искомый параметр определяется, как и в предыдущем способе, в условиях, когда пластовое давление больше, а забойное можно снизить ниже давления

насыщения. исследования проводят путем синхронного замера забойной температуры и забойного давления. С опущенным на забой самозаписывающим манометром и термографом (термометром), скважина вводится в эксплуатацию с минимально возможным дебитом. На забое синхронно регистрируются давление и температура. Затем увеличивается режим отбора жидкости на 10-20%, что приводит к снижению забойного давления. В новом режиме также регистрируются температура и давление. Режимы эксплуатации скважины изменяются до тех пор, пока два вычисленных значения $\Delta t_c/\Delta P_c$ не окажутся меньше предыдущих. Смена режима эксплуатации скважины производится через 8-48 часов и более в зависимости от характера ее работы. Для фонтанных и газлифтных скважин смена режима эксплуатации производится увеличением диаметра штуцера. По полученным результатам, согласно формуле (2.164.), строится график (рис. 2.30., кривая 2) в координатах $\Delta t_c/\Delta P_c$ и ΔP_c, и по абсциссе точки излома кривой 2 определяют динамическое давление насыщения нефти газом $P_{нас}$ по формуле (2.163.). Кривая 1 на рисунке показывает зависимость температуры от депрессии.

2.8. Метод обработки индикаторной кривой с учетом изменения свойств пласта и пластовых флюидов.

Наряду с нарушением линейности закона фильтрации и двухфазности потока, на форму индикаторных линий существенное влияние может оказать и изменение физических свойств коллекторов и насыщающих их флюидов в зависимости от давления. В условиях конкретных залежей влияние тех или иных отдельных

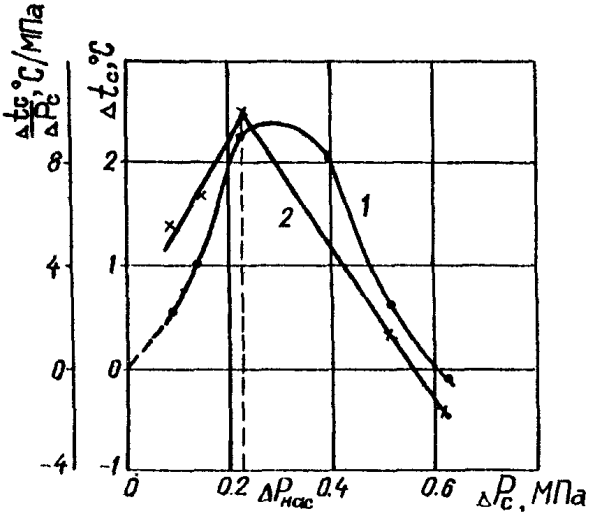


Рис. 2.30. Определение давления насыщения нефти газом по изменению коэффициента Джоуля-Томсона от депрессии

I- зависимость $\Delta t_c = f(\Delta P_c)$.

2- зависимость $\Delta t_c / \Delta P_c = f(\Delta P_c)$

факторов или их групп на форму индикаторных линий, возможно, и может быть преобладающим. Естественно, что в таком случае достоверность результатов количественной расшифровки индикаторных линий в значительной степени будет зависеть от обоснованности выбора методики их обработки. Но в общем случае, форма индикаторных линий предопределяется влиянием не одного или даже двух факторов, а всей их совокупностью. Поэтому и методика интерпретации индикаторных линий, претендующая на общность, строгость и обоснованность, обязана учитывать влияние всех возможных факторов на их форму и быть единой для всех нефтяных скважин, вскрывающих как гранулярные, так и трещиноватые коллектора. Она должна не предусматривать наличие априори известных сведений о преобладающем влиянии того или иного фактора на характер стационарной фильтрации, а быть в состоянии сама выявлять степень или отсутствие влияния отдельных факторов на форму конкретной индикаторной линии.

Такая методика и разработана в [16-18], основная расчетная формула которой имеет вид:

$$\frac{q}{\Delta P_c}=K+\left[A_1-\Phi_c\left(\frac{q}{\Delta P_c}\right)^2\right]\cdot\Delta P_c+A_2(\Delta P_c)^3+\ldots+A_n(\Delta P_c)^n, \qquad (2.165.)$$

где: $A_i=K\frac{C_i}{i+1}$; $i=1,2,3,\ldots,n$.

Здесь Φ_c и C_i - коэффициенты, характеризующие нарушения линейного закона фильтрации и изменения комплекса физических параметров от давления соответственно; K - коэффициент продуктивности скважин.

Согласно формуле (2.165.), индикаторные линии скважин строятся в координатах $q/\Delta P_c$ и ΔP_c. При этом может иметь место три

возможных случая:

1. Коэффициент продуктивности скважины не изменяется в зависимости о депрессии. Тогда индикаторные линии в указанных выше координатах $q/\Delta P_c$ и ΔP_c представляют собой горизонтальные прямые (рис. 2.31., кривая 2). По отрезку, отсекаемому ими на оси ординат, легко и просто определяется К, т.е. коэффициент продуктивности скважины. Очевидно, что в этом случае коэффициенты Φ_c, A_1, а также и показатель степени полинома n равны нулю или же $A_1-\Phi_c K^2=0$, n=1 и $A_2, A_3, \ldots, A_n=0$. Для однозначного ответа и определения в последнем случае коэффициентов Φ_c и A_1 в отдельности необходимо наличие дополнительной информаци об одном из этих двух параметров. Вопрос также может быть решен при наличии двух индикаторных линий, снятых в скважине на различные даты, т.е. при различных значениях пластового давления. Здесь уместно отметить, что форма индикаторных кривых не может служить критерием применимости любого (линейного или двучленного) закона фильтрации, а результаты расшифровки их по существующим методикам - источником качественной оценки влияиния отдельных факторов, в том числе и инерционных сопротивлений на дебит скважины. К примеру, искривление индикаторных линий к оси депрессии не может однозначно свидетельствовать о нарушении линейного закона фильтрации, так как к такому же результату, причем, особенно в трещиноватых коллекторах, может привести и изменение физических свойств флюида и коллектора. Или прямолинейность индикаторных линий однозначно не свидительствует о том, что физические свойства флюида и коллектора не изменяются в зависимости от депрессии, а фильтрация происходит

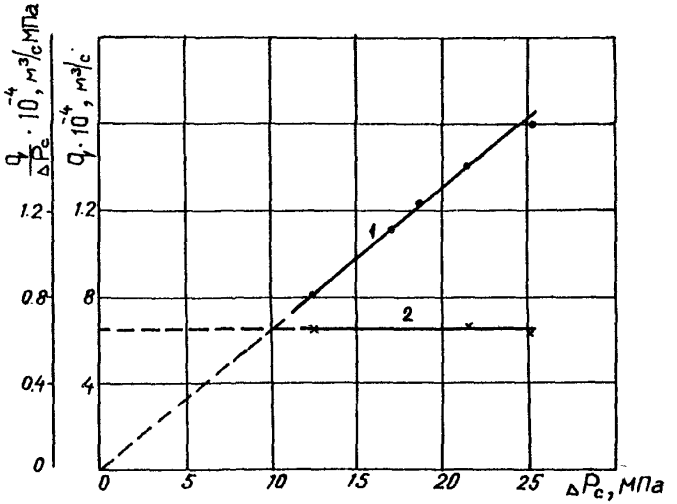


Рис. 2.3I. Индикаторные линии скважины в координатах:

1 – q и ΔP_c

2 – $q/\Delta P_c$ и ΔP_c.

по линейному закону Дарси. Она лишь указывает на три возможных варианта:

- линейный закон не нарушается, физические свойства флюида и коллектора не зависят от депрессии;

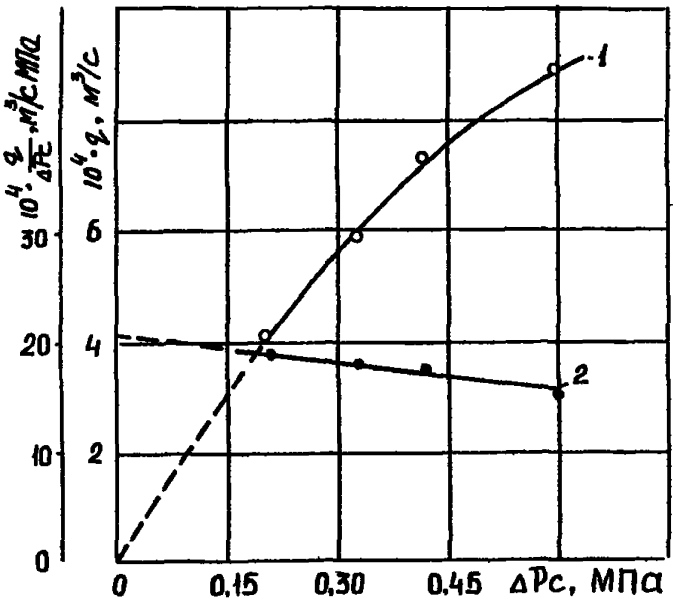
- линейный закон не нарушается, свойства флюида и коллектора в отдельности могут (и существенно) изменяться в зависимости от давления, но суммарное изменение всего комплекса параметров равно нулю;

- линейный закон нарушается, суммарное изменение комплекса параметров флюида и коллектора существенно, но влияние этих факторов на дебит скважин равны по значению и противоположны по знаку и потому они взаимно компенсируются.

2. Коэффициент продуктивности скважины изменяется (растет или уменьшается) в зависиомсти от депрессии по линейному закону (рис. 2.32., кривая 2). По отрезку, отсекаемому на оси ординат, и углу наклона полученной прямой определяются соответственно коэффициенты К и A_1, следовательно и C_1. Ясно, что при этом $\Phi_c=0$ и n=1, т.е. коэффициенты $A_2, A_3, \ldots, A_n$ равны нулю.

3. Коэффициент продуктивности скважины изменяется в зависимости от депрессии по нелинейному закону (рис. 2.33.-2.35., кривые 2). В этом случае также индикаторные линии, построенные в координатах "коэффициент продуктивности - депрессия", экстраполируются до оси ординат ($\Delta P_c=0$) и по отрезку, отсекаемому на ней, определяется коэффициент продуктивности скважины, т.е. К.

Когда один из режимов, при которых исследована скважина, соответствует небольшой депрессии, а часто бывает именно так,



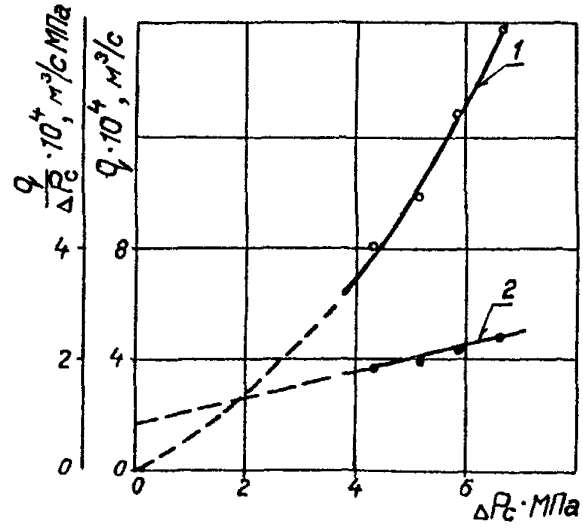


Рис. 2.32. Индикаторные линии скважины в координатах:
1 - q и ΔP_c; 2 - $q/\Delta P_c$ и ΔP_c.

указанным образом коэффициент продуктивности скважины определяется довольно точно. Если при исследовании скважин это положение не соблюдено, то найденное значение коэффициента К контролируется при необходимости уточняется следующим образом.

Индикаторная линия, в соответствии с известной двучленной формулой $\frac{\Delta P_c}{q}=a+b\,q$ (2.166.)

строится в координатах $\Delta P_c/q$ и q (рис. 2.33.-2.35., кривая 1). Здесь $a=1/K$; $b=\Phi_c/K$. Путем экстраполяции этой зависимости до оси ординат (q=0) определяется коэффициент a, который должен быть равен обратной величине коэффициента продуктивности скважины. Путем сопоставления найденных предварительно значений указанных коэффициентов a и 1/K и корректирования их при необходимости, уточняется величина искомого коэффициента К.

Коэффициент продуктивности скважины можно определять, проведя касательную к индикаторной линии, построенной в координатах "дебит - депрессия" в точке $\Delta P_c=0$. Однако при этом погрешность определения оказывается весьма существенной.

После определения коэффициента продуктивности скважины К формулу (2.165.) представляет в виде:

$$\frac{q/\Delta P_c-K}{\Delta P_c}=A_1-\Phi_c\left(\frac{q}{\Delta P_c}\right)^2+A_2\Delta P_c+A_3(\Delta P_c)^2+\ldots+A_n(\Delta P_c)^{n-1} \qquad (2.167.)$$

Затем индикаторную линию, в соответствии с (2.167.) следует перестроить в координатах $\frac{q/\Delta P_c-K}{\Delta P_c}$ и $(q/\Delta P_c)^2$ или ΔP_c (рис. 2.33.-2.35., кривые 3) и если она в каких-то из них имеет прямолинейный вид, то по отрезку, отсекаемому на оси ординат, и углу наклона его определяются соответственно коэффициенты A_1 и Φ_c (или же A_2). Остальные коэффициенты расчетной формулы (2.167.) при

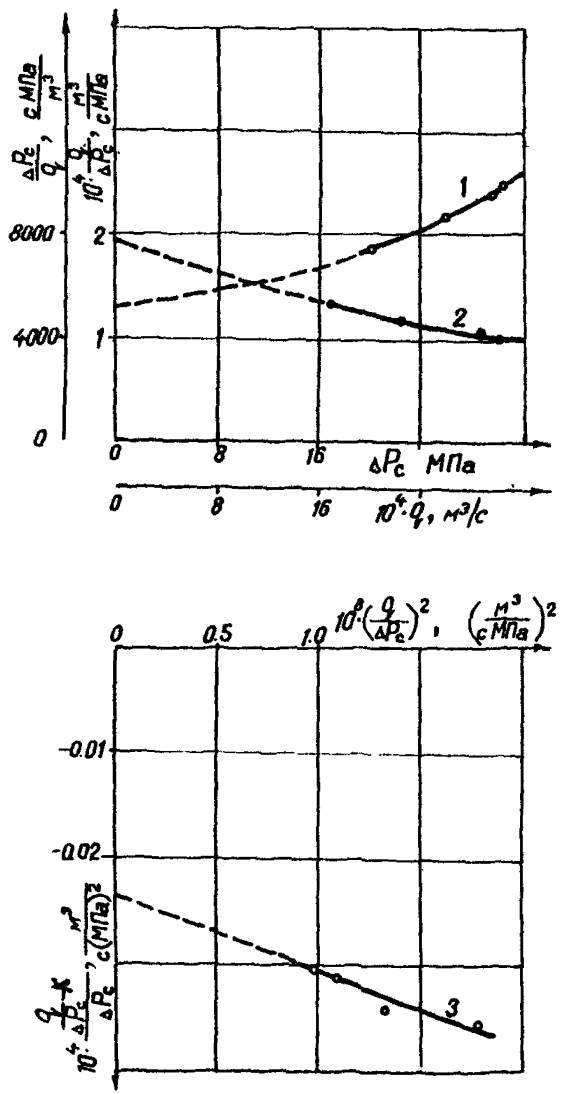


Рис. 2.33. Индикаторные линии скважин в координатах:

1 - $\frac{\Delta P_c}{q}$ и q; 2 - $q/\Delta P_c$ и ΔP_c

3 - $\frac{q/\Delta P_c - K}{\Delta P_c}$ и $\left(\frac{q}{\Delta P_c}\right)^2$.

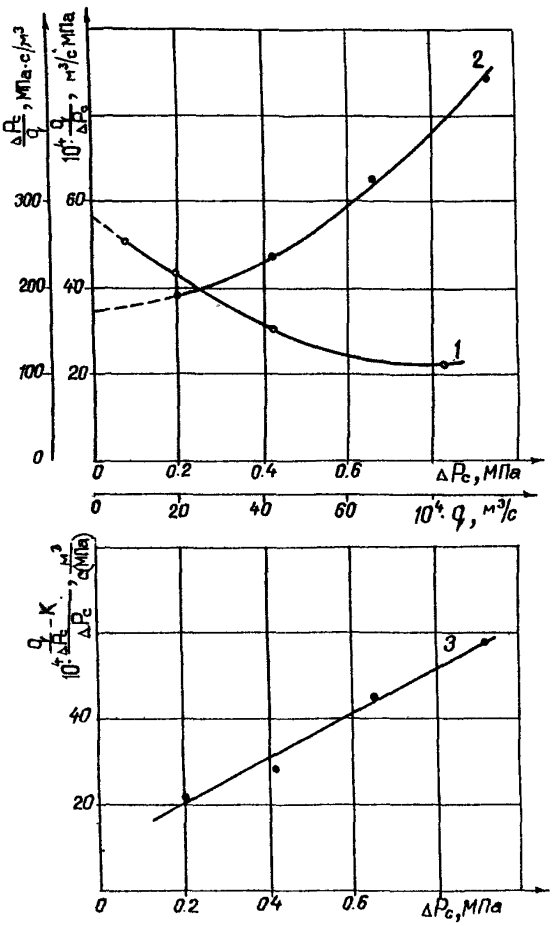


Рис. 2.34. Индикаторные линии скважин в координатах

$1 - \frac{\Delta P_c}{q}$ и q; $2 - \frac{q}{\Delta P_c}$ и ΔP_c;

$3 - \frac{q/\Delta P_c - K}{\Delta P_c}$ и ΔP_c.

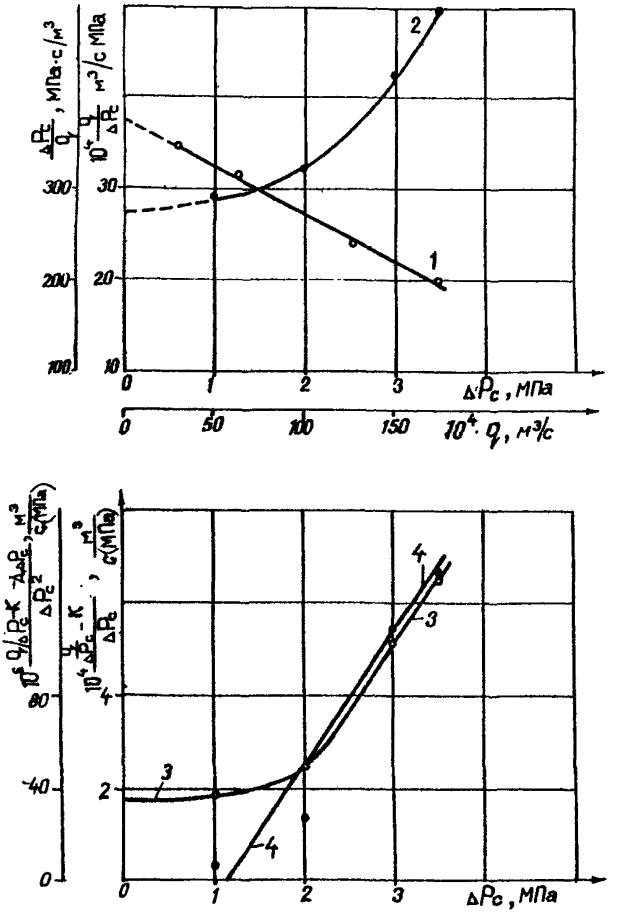


Рис. 2.35. Индикаторные линии скважины в координатах:

$1 - \Delta P_c/q$ и q; $2 - q/\Delta P_c$ и ΔP_c;

$3 - \dfrac{q/\Delta P_c - K}{\Delta P_c}$ и ΔP_c; $4 - \dfrac{q/\Delta P_c - K - A_1 \Delta P_c}{\Delta P_c^2}$ и ΔP_c

этом равны нулю.

Как показывает практика интерпретации индикаторных линий нефтяных скважин многих месторождений, в большинстве случаев обработка индикаторных линий на этом и кончается. Обусловлено это тем, что зависимость комплекса параметров $\frac{K(P)\cdot\rho(P)}{\mu(P)}$ от изменения давления для многих месторождений достаточно хорошо аппроксимируется линейной функцией или квадратным трехчленом. В довольно редких случаях непрямолинейности индикаторных линий в вышеуказанных координатах, она в координатах $\frac{q/\Delta P_c - K}{\Delta P_c}$ и ΔP_c экстраполируется до оси ординат ($\Delta P_c=0$) и затем определяется отрезок δ, отсекаемый на ней (рис. 2.35., кривая 3). Как видно из (2.167.) $\delta=\left(\frac{q/\Delta P_c-K}{\Delta P_c}\right)_{\Delta P_c\to 0}=A_1-\Phi_c K^2$ (2.168.)

Отметим, что как и в предыдущем случае, найденную величину отрезка δ можно контролировать и при необходомости уточнять. Для этого индикаторную линию необходимо перестроить в координатах $\frac{\Delta P_c/q - 1/K}{q}$ и q. Найденные отрезки, отсекаемые линиями на оси ординат, в обеих системах координат должны быть равными.

Тогда, с учетом (2.168.) формулу (2.167.) можно привести к виду:

$$\frac{q/\Delta P_c-K-\delta\cdot\Delta P_c}{\Delta P_c^2}=A_2+\frac{K^2-(q/\Delta P_c)^2}{\Delta P_c}\Phi_c+A_3 P_c+\ldots+A_m (P_c)^{m-2} \quad (2.169.)$$

Перестраивая еще раз индикатрную линию, теперь уже в соответствии с (2.169.), в координатах $\frac{q/\Delta P_c-K-\delta\Delta P_c}{\Delta P_c^2}$ и $\frac{K^2-(q/\Delta P_c)^2}{\Delta P_c}$ (или же ΔP_c), по отрезку, отсекаемому на оси ординат, и углу наклона полученной прямой определяются соответственно коэффициенты A_2 и Φ_c (или A_3). А коэффициент A_1 определяется тогда из (2.168.). Прямолинейность индикаторных линий в указанных, а вообще говоря, и

в любых координатах означает, что все последующие коэффициенты A_i равны нулю.

2.9. Методика интерпретации "недовосстановленных" КВД.

Еще одна методика, позволяющая интерпретировать "недовосстановленные" КВД, причем, как с учетом, так и без учета продолжающегося притока нефти к забою скважин после их остановки $q(\tau)$, разработана в [19,20]. Основные расчетные формулы этой методики имеют вид:

$$\psi(\tau)=Bq_o+(A+B)q_o\alpha F(\tau) \qquad (2.170.)$$

$$\psi_o(\tau_n)=\frac{1}{\alpha(A+B)\cdot q_o}+\frac{1}{(A+B)\cdot q_o}F_o(\tau_n) \qquad (2.171.)$$

Здесь, с учетом переменного притока

$$\psi(\tau)=\psi_1(\tau)+\alpha\cdot\psi_2(\tau); \qquad F(\tau)=\frac{\Delta\bar{q}(\tau)}{\Delta q(\tau)};$$

$$\psi_o(\tau_n)=\frac{F(\tau_k)-F(\tau_n)}{\psi_1(\tau_k)-\psi_1(\tau_n)}; \quad F_o(\tau_n)=\frac{\psi_2(\tau_k)-\psi_2(\tau_n)}{\psi_1(\tau_k)-\psi_1(\tau_n)};$$

без учета переменного притока

$$\psi(\tau)=\Delta P_c(\tau)+\Delta I(\tau) \qquad F(\tau)=\tau;$$

$$\psi_o(\tau_n)=\frac{\tau_k-\tau_n}{\Delta P_c(\tau_k)-\Delta P_c(\tau_n)}; \quad F(\tau_n)=\frac{\Delta I(\tau_k)-\Delta I(\tau_n)}{\Delta P_c(\tau_k)-\Delta P_c(\tau_n)};$$

где: $\psi_1(\tau)=\frac{\Delta P_c(\tau)}{\Delta q(\tau)}$; $\psi_2(\tau)=\frac{\Delta I(\tau)}{\Delta q(\tau)}$; $\Delta\bar{q}(\tau)=1-\frac{q(\tau)}{q_o}$;

$\Delta\bar{q}(\tau)=\frac{\int_0^\tau\Delta q(\tau)d\tau}{\Delta q(\tau)}$; $\Delta I(\tau)=\int_0^\tau\Delta P_c(\tau)\,d\tau$; $\alpha=\frac{8\varepsilon}{r_k^2}$; $A=\frac{\mu_H\cdot b_H}{2\pi kh}$;

$B=A\left(\ln\frac{\tau_k}{\tau_{cn}}-1\right)$; τ_k и τ_n - соответственно фиксированное (например, конечное) и любые дискретные значения времени исследования.

Переменный приток нефти из пласта в скважину после ее закрытия на устье определяется либо непосредственно при помощи глубинных дебитомеров, либо косвенно, с использованием данных восстановления забойного и устьевых давлений, путем вычисления по известной формуле:

$$q(\tau)=\frac{F}{\rho}\left(\frac{d\cdot\Delta P_c}{d\tau}-\frac{d\cdot\Delta P_3}{d\tau}\right)+\frac{f}{\rho}\left(\frac{d\Delta P_c}{d\tau}-\frac{d\Delta P_б}{d\tau}\right) \qquad (2.172.)$$

Из (2.172.) суммарный приток за время τ находится в виде:

$$Q(\tau)=\frac{F}{\rho}\left[\Delta P_c(\tau)-\Delta P_3(\tau)\right]+\frac{f}{\rho}\left[\Delta P_c(\tau)-\Delta P_б(\tau)\right]. \qquad (2.173.)$$

где: F и f – соответственно площадь затрубного пространства и площадь сечения труб по внутреннему диаметру; ρ – плотность флюида, поступающего в скважину; $\Delta P_c(\tau)=P_c(\tau)-P_c(0)$; $\Delta P_3(\tau)=P_3(\tau)-P_3(0)$ и $\Delta P_б(\tau)=P_б(\tau)-P_б(0)$ – соответственно текущий перепад давления на забое, в затрубном пространстве и на буфере скважины.

Обработка КВД по предлагаемой методике осуществляется следующим образом. При известных значениях $\Delta P_c(\tau)$ и $q(\tau)$ (измеренных или рассчитанных по устьевым давлениям) вычисляются необходимые соотношения (рис.2.36. и 2.37.). Далее, представляя данные восстановления давления сперва в координатах $\Psi_{\text{ф.п}}(\tau)$ и $F_{\text{ф.п}}(\tau)$ в соответствии с формулой (2.171.), находится параметр (A+B) и $\varkappa$. Затем, подставляя найденное значение коэффициента $\varkappa$ в уравнении (2.170.), эти же данные представляются в координатах $\Psi(\tau)$ и $F(\tau)$ и определяются B и (A+B). При этом значения коэффициентов A, B и $\varkappa$ можно считать достоверными в том случае, если равными окажутся значения (A+B), найденные при обеих вышеуказанных координатах обработки.

Таким образом, в результате интерпретации данных восстановления давления в соответствии с уравнениями (2.170.) и (2.171.) находятся следующие комплексные и отдельные фильтрационные и геометрические параметры конечного пласта:

1. Коэффициент продуктивности скважин K, определяется по найденным значениям коэффициентов A и B:

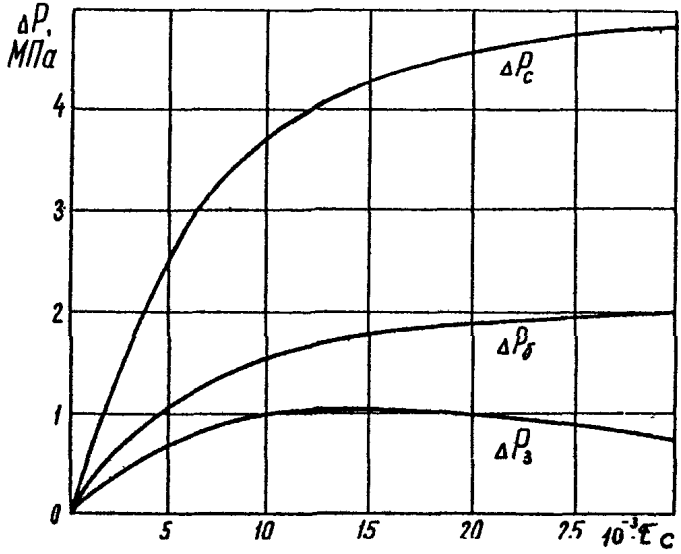


Рис. 2.36. Кривые восстановления затрубного ($\Delta P_з$) буферного ($\Delta P_б$) и забойного давления ($\Delta P_с$) нефтяной скважины

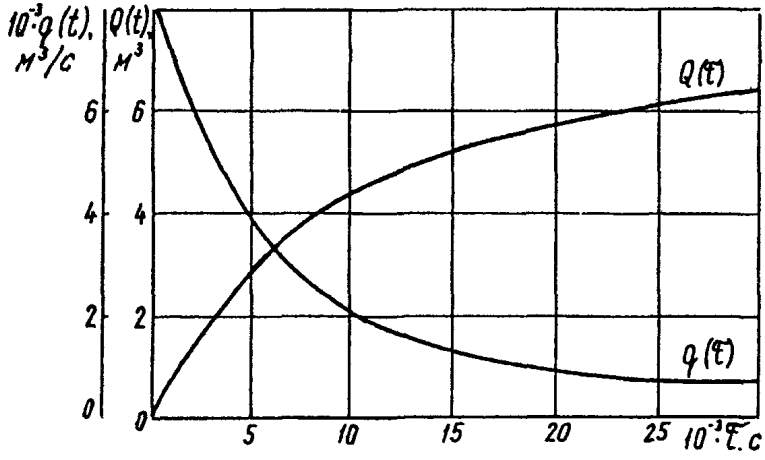


Рис. 2.37. Кривые изменения переменного q и суммарного притока Q во времени нефтяной скважины

$$K=\frac{1}{A+B} \qquad (2.174.)$$

Этот коэффициент является одним из важнейших комплексных параметров и широко используется на практике разработки нефтяных месторождений. Он обычно определяется только по данным гидродинамических исследований скважин при установившихся режимах. Поэтому возможность определения этого коэффициента по данным кратковременного восстановления забойного давления представляет большой интерес.

2. Гидропроводность пласта $\mathcal{E}=\frac{\kappa\cdot h}{\mu}$ определяется по найденому значению коэффициента A; $\mathcal{E}=1/2\pi A$. (2.175.)

3. Комплекс параметров $\varkappa/r_{сп}^2$ определяется по формуле

$$\varkappa/r_{сп}^2=\frac{\alpha}{8}\exp\frac{2(A+B)}{A} \qquad (2.176.)$$

4. Комплекс параметров $\varkappa/r_к^2$ определяется по найденному значению коэффициента α – $\varkappa/r_к^2=\alpha/8$ (2.177.)

5. Отношение радиуса контура питания и приведенного радиуса скважины $r_к/r_{сп}$ определяется по формуле:

$$r_к/r_{сп}=\exp\frac{A+B}{A} \qquad (2.178.)$$

6. Величина пластового давления $P_{пл}$, соответствующая времени полного восстановления забойного давления. Она определяется следующим образом:

$$P_{пл}=P_c(0)+\frac{q_o}{K}=P_c(0)+(A+B)q_o \qquad (2.179.)$$

При известных значениях толщины h и упругоемкости β^* пласта можно определять также следующие параметры пласта.

1. Пьезопроводность пласта $\varkappa$.

$$\varkappa=\frac{1}{2\pi h\beta^*\cdot A}.$$

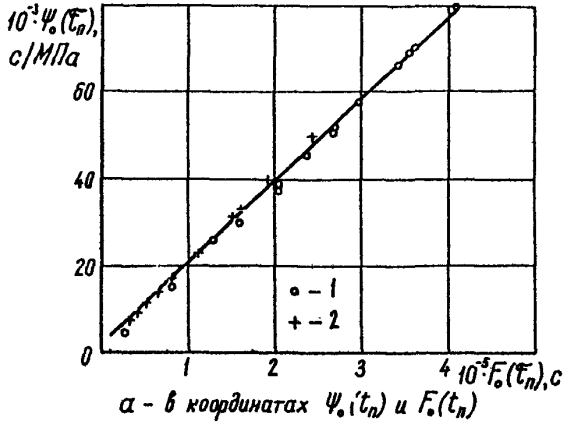
2. Радиус контура питания скважины $r_к = \left(\frac{8\chi}{\alpha}\right)^{1/2}$

3. Приведенный радиус скважины $r_{сп} = r_к \exp\left(-\frac{A+B}{A}\right)$

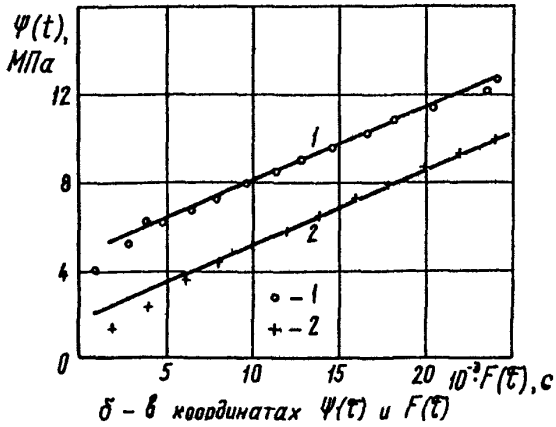
Как показывает практика обработки КВД по этой методике, и это наглядно видно также из рис. 2.38., независимо от того, учитывается переменный приток к забою скважины после ее остановки или нет, при обработке данных восстановления давления скважин по предлагаемой методике, однозначно находятся значения параметров (A+B) и α, следовательно, и коэффициента продуктивности скважин К, параметры $\chi/r_к^2$ и пластового давления $P_{пл}$ соответствующего полному восстановлению.

Это имеет весьма важное практическое значение, так как часто невозможно произвести обработку данных восстановления давления с учетом переменного притока флюида к скважине после ее закрытия на устье, а также осуществлять исследование скважин при установившихся режимах в целях определения коэффициента продуктивности скважин.

Вместе с тем, пренебрежение переменным притоком нефти к скважине после ее закрытия на устье при обработке данных восстановления давления оказывает значительное влияние на коэффициенты B и A и, следовательно, на гидропроводность Kh/μ, пьезопроводность χ, неоднородность $r_{сп}$ и герметрию $r_к$ пласта.



а – в координатах $\psi_o(\bar{t}_n)$ и $F_o(\bar{t}_n)$



б – в координатах $\psi(t)$ и $F(\bar{t})$

Рис. 2.38. Обработка КВД скважины по предлагаемой методике
1 – с учетом притока; 2 – без учета притока

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Васильевский В.Н. Руководство по гидродинамическим методам
   Галактионова И.К. контроля текущей нефтенасыщенности пластов.
   ОНТИ ВНИИ. М. 1969.

2. Васильевский В.Н. "К вопросу учета неоднородности пластов при
   Никитина Т.Б. определении их текущей нефтенасыщенности".
   "Методы интенсификации нефтедобычи в Краснодарском крае".
   Тр. КраснодарНИПИнефть. Вып.5. ВНИИОЭНГ.
   М. 1972. с.157-169.

3. Васильевский В.Н. "Метод определения текущей нефтенасыщенности
   Заничковский Ф.М. по относительной упругости пластов, разрабатываемых при вытеснении нефти водой".
   Сб.науч. тр. ВНИИнефть. Вып.94. М. ВНИИ. 1986.
   с.148-158.

4. Метод контроля за состоянием выработки пластов в процессе разработки месторождений:
   Стандарт объединения "Главтюменнефтегаз".
   СТО 51.00.025-86.

5. Инструкция по комплексному исследованию
   газовых и газоконденсатных пластов.
   М. Недра. 1980.

6. Васильевский В.Н. "Определение средней нефтенасыщенности в
   Заничковский Ф.М. районе скважин при вытеснении нефти газом".
   Тр. ВНИИ. Сб. Техника добычи нефти при применении методов увеличения нефтеотдачи
   пластов. Вып. 101. М. 1987. с.148-156.

7. Заничковский Ф.М. "О возможности расчета коэффициента объемной упругости пласта". "Разработка нефтяных месторождений в осложненных условиях и вопросы физики пласта".
Сб.научн.тр. ВНИИ. Вып.87. М. 1984. с.169-173

8. Заничковский Ф.М. "Метод расчета текущей нефтенасыщенности пласта с учетом его проницаемостной неоднородности". ВНИИнефть. М. 1988. Деп. во ВНИИОЭНГ. N1633-НГ.

9. Бузинов С.Н.
Умрихин И.Д. "Исследование нефтяных и газовых скважин". М. Недра. 1984. с.235-242.

10. Торунова-Галактионова И.К. "Корреляционный метод определения текущей нефтенасыщенности продуктивных пластов, разрабатываемых при режиме вытеснения нефти водой".
Тем.сб.ВНИИ. Исследования в области разработки нефтяных месторождений. N3. М. Недра. 1969. с.104-107.

11. Marec B.F. "Predicting Pore Compressibility of Reservoir Rock".
Soc.Petrol.Engrs.J.,Vol.11, N 4, 1971.

12. Rochon J. "Comparison of In - Situ Measurements of Residual Oil Saturation".
5-th European Symposium on IOR, Budapest, 1989.

13. Абасов М.Т.
Азимов Э.Х.
Кулиев А.М.
Маниев Г.С. А.с. N625027 (СССР). Способ определения давления насыщения нефти газом. - Заявл. 26.05.76., N2356756/22-035; Опубл. в Б.И., 1978, N35.

14. Абасов М. Т., Азимов Э. Х., Кулиев А. М., Мамиев Г. С. Определение давления насыщения по изменению коэффициента продуктивности. – Нефтяное хоз-во, 1982, N6, с. 37-40.

15. Кулиев А. М., Азимов Э. Х., Касумов Н. В., Джаруллаев Ш. А. Способ определения давления насыщения нефти газом по данным термогидродинамических исследований скважин. – Азерб. нефт. хоз-во, 1984, N1, с. 36-39.

16. Абасов М. Т., Азимов Э. Х. К методике обработки индикаторных линий скважин. – Докл. АН Азерб. ССР, 1987, т. 43, N4, с. 33-37.

17. Азимов Э. Х. Методика интерпретации индикаторных линий нефтяных скважин. – Изв. АН Азерб. ССР. Сер. наук о Земле, 1986, N5, с. 43-50.

18. Азимов Э. Х. Общая методика интерпретации результатов гидрогазодинамических исследований скважин при установившихся режимах. – Баку, 1986, – 30 с. – Рукопись представлена ИПГНГМ АН Азерб. ССР, Деп. в ВИНИТИ, 09. 07. 86. N4958-В86.

19. Кулиев А. М., Азимов Э. Х., Билаллы Л. М. Об интерпретации кривых восстановления давления. – Нефтепромысловое дело, 1978, N8, с. 8-11.

20. Кулиев А. М., Азимов Э. Х., Билаллы Л. М. Методика определения некоторых параметров замкнутого нефтяного пласта по данным восстановления давления без учета притока. – Азерб. нефт. хоз-во, 1979, N8-9, с. 16-21.

3. Промыслово-геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений.

В процессе разработки месторождений осуществляются комплексные геолого-промысловые, гидродинамические и геофизические исследования для изучения характера изменения нефтенасыщенности пластов и получения информации для проведения мероприятий, направленных на увеличение коэффициента нефтеотдачи продуктивных пластов.

В этом комплексе с помощью геофизических исследований решаются следующие задачи контроля за разработкой нефтяных месторождений:

- контроль положения ВНК и ГНК и оценка изменения нефтенасыщенности и газонасыщенности;

- определение продуктивности и охвата заводнением по мощности продуктивных пластов;

- определение источников обводнения продукции в интервале объекта разработки;

- исследование энергетического состояния объектов эксплуатации в добывающих скважинах (пластовой температуры, пластового и забойного давления);

- контроль технического состояния скважин (определение интервалов негерметичности обсадных колонн, НКТ и заколонной циркуляции, замеры глубины подвески НКТ и установки оборудования эксплуатации.

3.1. Технические условия проведения промыслово-геофизических работ по контролю разработки нефтяных месторождений.

Промыслово-геофизические методы включают все виды исследований, выполняемые в скважинах с использованием каротажного кабеля и регистрирующей аппаратуры каротажной станции и проводятся в следующих категориях скважин:

- обсаженных, выведших из бурения до их перфорации;
- добывающих и нагнетательных при их освоении;
- контрольных с неперфорированными пластами;
- пьезометрических;
- добывающих, эксплуатирующихся фонтанным, газлифтным и механизированным способом (ШГН, ЭЦН);
- нагнетательных.

Промыслово-геофизические исследования в скважинах проводятся в соответствии с требованиями:

- "Правил безопасности в нефтедобывающей промышленности";
- "Основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучения" (ОСП-72);
- "Санитарных правил работы с закрытыми радиоизотопными источниками ионизирующих излучений при радиометрических исследованиях разрезов буровых скважин", утвержденных заместителем главного государственного санитарного врача СССР Заиченко А.И. 2 февраля 1983 г. N 2862-83;
- "Отраслевой инструкции по безопасности труда при проведении прострелочно-взрывных работ и геофизических исследований в

скважинах при герметизации устья лубрикатором с использованием грузоподъемных устройств ИБТВ" 1-096-83.

3.2. Характеристика геофизических методов контроля.

Геофизические методы, применяемые для исследования скважин с целью контроля разработки, классифицируются по объекта исследования:

- определение характера насыщенности коллектора (нейтронные методы и гамма-каротаж);
- оценка скорости потока и состава жидкости в стволе работающей скважины (плотнометрия, резистивометрия, влагометрия, кислородный каротаж скважинной жидкости, гидродинамическая и термокондуктивная расходометрия);
- определение качества изоляции заколонного пространства акустическая и гамма-гамма цементометрия, термометрия).

3.2.1. Нейтронные методы.

Используются различные модификации стационарных и импульсных нейтронных методов [таблица 3.1.], позволяющих проводить измерения в скважинах, обсаженных стальной эксплуатационной колонной [1,2].

Нейтронный каротаж используется для определения положения текущего ГНК, интервалов прорыва газа, перетока, разгазирования нефти в пласте и оценки газонасыщенности на установках НГК-70 и НК-Т-50 и определения положения ВНК в скважинах с минерализацией пластовых вод не менее 3% объемного содержания Na Cl в породе (150-200 г/л при пористости 20% на установках НГК 50,

Таблица 3.1.

ВЛАГОМЕРЫ

N	Наименование приборов	Шифр	Пределы измерения влажности к воде	Погрешность измерения, %	Максимальное рабочее давление, МПа	Максимальная рабочая температура, С	Габариты	
							Длина, мм	Диаметр, мм
1	Наименование расхода и влажности скважин	"Кобра-36РФ"	0-60	6	70	35	1950	36
2	Скважинный влагомер	ВГД-28	0-60	6	70	35	1750	42
3	Расходомер-влагомер	ДВ-28	0-60	6	60	25	1960	28
4	Индикатор влажности бесспиральный скважинный термостойкий	ВВСТ	2-80 на качественном уровне		150	35	1332	36

Таблица 3.2.

N	Наименование приборов	Шифр	Диапазон измерения, г/см куб.	Погрешность измерения, г/см куб.	Максимальная рабочая температура, С	Максимальное рабочее давление, МПа	Габариты	
							Длина, мм	Диаметр, мм
1	Гамма-плотномер	ГГП-1П	0.7-1.2	0.01	90	25	1700	42
2	Пакерный гамма-плотномер	ГГП-П	0.7-1.2	0.01	90	25	2500	32
3	Гамма-плотномер	ГП-3	0.7-1.2	0.015	90	25	2500	25
4	Радиометр трехканальный термостойкий	ТРС	0.7-1.2	0.01	120	80	3550	42

Таблица 3.3.

ТЕРМОМЕТРЫ ГЛУБИННЫЕ ДИСТАНЦИОННЫЕ

N	Наименование приборов	Шифр	Пределы измерения С	Погрешность, %	Порог чувствительности, %	Инерционность с	Максимальная рабочая температура, С	Максимальное рабочее давление, МПа	Габариты	
									Длина, мм	Диаметр, мм
1	Термометр-локатор муфт скважинный	СТЛ-28	5-120	1	0.005	1	120	40	800	28
2	Термометр-индикатор	Т-4	0-150	1	0.1	2	150	100	1770	36
3	Скважинный термоэлектрический дебитомер (в режиме термометра)	СТД-2	0-120	-	0.25	10	120	40	800	36
4	Индикатор притока скважинный термоиндуктивный (в режиме термометра)	СТИ-4	0-80	-	0.25	7	80	30	1065	25
5	Термометр скважинный	ТЭГ-36	0-150	1	0.1	2	150	100	2010	36
6	Термометр скважинный	ТЭГ-60	0-200	1	0.1	2	200	120	2045	60
7	Термометр скважинный	ТЭГ-60А	0-250	1	0.1	2	250	120	2045	60
8	Расходомер-термометр скважинный	ТЭД-2	0-120	1	0.005	2	120	60	1200	36

НК-Т-25-30.

Нейтрон-нейтронный каротаж с регистрацией надтепловых нейтронов (ННК-НТ) применяется для выделения коллекторов и оценки их пористости. Глубинность метода 10-15 см, поэтому на его показания влияет состав жидкости, заполняющий ствол скважины и состояние цементного камня за колонной.

Нейтрон-нейтронный каротаж с регистрацией тепловых нейтронов (ННК-Т) применяется для разделения пластов, насыщенных нефтью и минерализованной водой. Метод эффективен для однородных коллекторов с высокой пористостью и высокой минерализацией пластовых вод. Показания ННК-Т зависят от элементного состава скелета породы и конструкции скважины.

Нейтронный гамма-каротаж (НГК).

При НГК регистрируются гамма-кванты, возникшие при захвате в пласте тепловых нейтронов в результате реакции. Распределение пластов, содержащих нефть, от пластов, насыщенных сильно минерализованной водой (в водоносном пласте при высокой минерализации воды основным поглотителем нейтронов является хлор, а в нефтеносном - водород и элементы, входящие в скелет породы).

Глубинность метода выше, чем ННК-Т, основные помехи при НГК - зависимость показаний от параметров пласта, заполнения и конструкции скважины и расположения в ней измерительного прибора. Средняя эффективность исследований нейтронными методами достигает 80%, но при исследовании перфорированных интервалов эффективность методов резко снижается и при измерениях в пластах с ВНК, частично вскрытых перфорацией в кровле, составляет 40%, в пластах полностью

вскрытых перфорацией уменьшается до 29% [3].

Основными причинами резкого снижения эффективности являются:

- малая глубинность метода;

- обводненность разрабоатываемых пластов пресными водами, которые по своим нейтронным характеристикам практически не отличаются от нефти.

Импульсные нейтронные методы (ИНМ) используются для оценки характера насыщенности коллекторов и определения положения ВНК и ГНК.

Импульсные методы: ИННМ - импульсный нейтрон-нейтронный метод, позволяющий изучать временное распределение тепловых нейтронов; ИНГМ - импульсный нейтронно-гамма метод, основанный на изучении временного распределения гамма-излучения, возникающего в результате радиационного захвата тепловых нейтронов ядрами атомов, слагающих горную породу [4].

Основными преимуществами импульсных методов перед стационарными являются: большая глубинность исследования, более высокая чувствительность к хлоросодержанию породы, меньшее влияние скважины на измерения.

Эффективность их при исследовании пластов, не вскрытых перфорацией - 95%, при определении ВНК в частично перфорированных пластах, - 45-50%, при определении обводняющихся перфорированных пластов водами высокой минерализации - 90% (однако в 55% случаях нельзя выделить границы обводненного интервала) [5]. Эффективность импульсных методов резко снижается при исследовании скважин, обводняющихся водами низкой минерализации, менее 50 г/л, а при обводнении пресными водами применение нейтронных методов для

решения задач насыщения неэффективно [6].

На рис. 3.1. приведено сопоставление результатов исследований различными нейтронными методами по скважине с целью оценки характера насыщения пластов.

Другой модификацией импульсного метода является кислородный нейтронный активационный метод (КНАМ), который применяется для определения интервалов поступления воды в скважину и интервалов заколонных циркуляций [7,8]. Метод основан на активации ядер кислорода окружающей среды быстрыми нейтронами, испускаемыми скважинным генератором нейтронов. Для реализации метода используется двухзондовая аппаратура типа ИГН- 36–2, работающая в режиме КНАМ.

На рис. 3.2. приведены результаты исследований ИГН в режиме КНАМ и ИНГК в скважине 3239 Абдрахмановской площади по определению источника обводнения. Исследования проведены через межтрубное пространство в процессе работы скважины при дебите 17 $м^3$/сутки жидкости с содержанием 80% воды удельного веса 1.10 $г/см^3$. По данным ИНГК ВНК отмечается на глубине 1696 м. Перфорированный пласт в интервале 1690.8-1692,7 м отмечается пониженными значениями ИНГК, т.е. характеризуется как обводненный соленой водой, по данным КНАМ вода в скважину поступает из этого интервала.

3.2.2. Методы, изучающие состав жидкости в стволе скважины.

Возможности нейтронных методов ограничены во всем многообразии геолого-технических условий эксплуатации скважин и

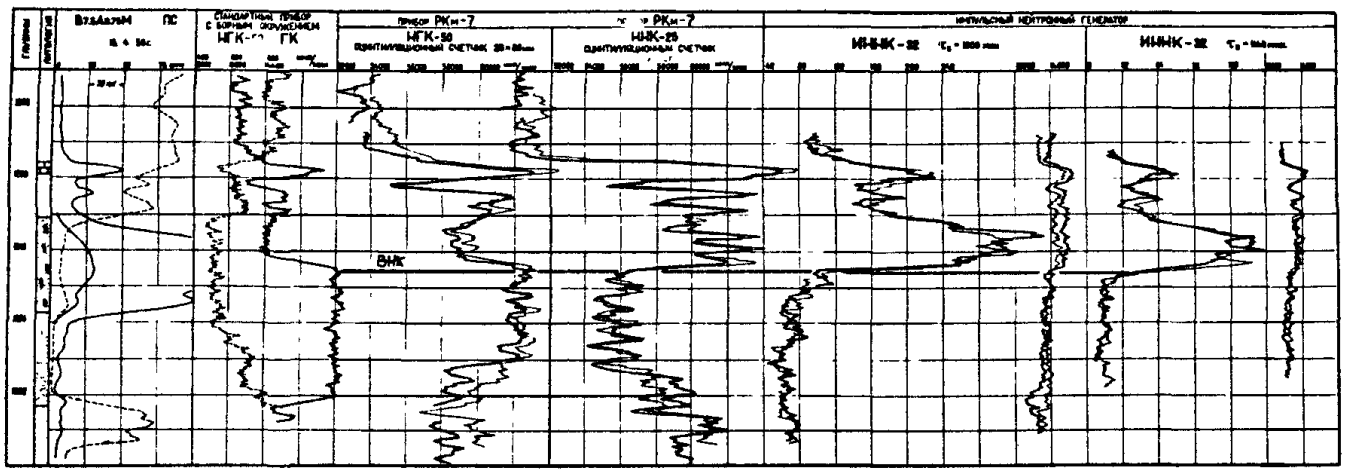


Рис. 3.I. Результаты исследований различными нейтронными методами.

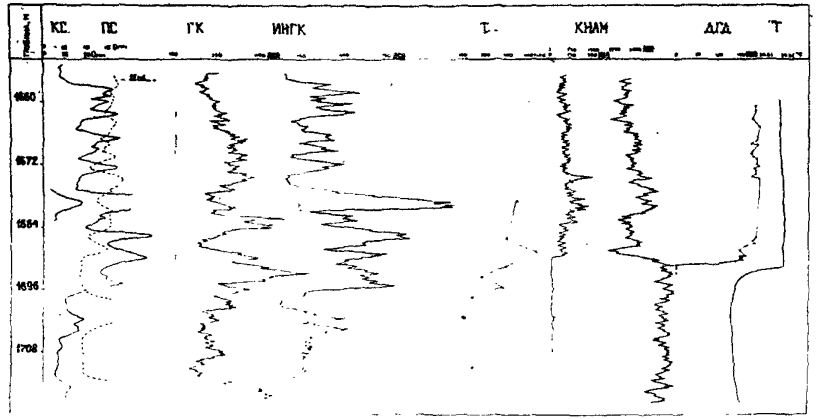


Рис. 3.2. Результаты исследования по определению источника обводнения комплексом методов ИНМ, расходометрия, термометрия.

7 Кнг. 2750

особенно при обводнении эксплуатируемых пластов водами низкой минерализации. Эффективность решения отдельных задач путем исследования в скважинах перфорированных интервалов резко повышается при дополнении комплекса исследований измерениями профиля притока (дебитометрией) и методами, основанными на измерении различных физических свойств поступающей жидкости из пласта. С этой целью были разработаны различные конструкции малогабаритных приборов для исследования фонтанирующих и глубиннонасосных скважин, позволяющих выделить отдающую часть порфорированной толщины (термоэлектрические индикаторы притока типа СТД-2, СТД-4), а также количественно оценить дебит отдельных пластов и прослоев (механические дебитомеры типа РГД-1М, ДГД-6Б, Кобра-3Б, ДГД-8 и др.) и определить наиболее важные параметры жидкости, поступающей из пластов в скважину - ее плотность (гамма-плотномеры типа ГГП-1М, ГГП-3, ГГП-3Ю, диэлектрическую проницаемость (влагомеры типа ВГД-2, "Поток-2,4", "Кобра-3Б РВ", беспакерные влагомеры ВУФ), вязкость (вибрационный вискозиметр ВВН-2), удельную проводимость (индукционный резистивиметр РИС-42) и т.д.

Эти методы позволяют в благоприятных условиях их применения определить состав поступающей жидкости из перфорированных интервалов, что позволяет выделить интервалы поступления воды в скважину в том числе и в наиболее сложных условиях обводнения пластов водами слабой минерализации, когда нейтронные методы имеют низкую эффективность.

В зависимости от объема исследуемой жидкости в колонн

датчики состава можно разделить на локальные и объемные. Исследование состава жидкости локальными датчиками проводится лишь в пространстве их зонда (рис.3.3.), т.е. объем исследуемой жидкости мал по сравнению с объемом жидкости в колонне (размер зондовой части таких приборов по диаметру равен 15-30 мм). К локальным датчикам состава относятся беспакерные гамма-плотномеры, влагомеры, резистивиметры. Объемные датчики состава позволяют определить среднее значение исследуемого параметра жидкости, заполняющей ствол скважины (гамма-плотномеры по рассеянному гамма-излучению, градиент-манометры).

В зависимости от взаимодействия датчика состава с потоком жидкости в стволе скважины могут подразделяться на активные и пассивные. Активные датчики изменяют парметры движения и структуру жидкости с целью более полного решения задачи, поставленной перед измерениями. Например, устройство пакерных систем, состоящих из одного или нескольких пакеров; введение в движущийся поток жидких катализаторов, способствующих образованию эмульсий, в соединении со специальными перемешивающими механизмами. Пассивные датчики практически не вносят в поток жидкости никаких изменений. К последним можно отнести все приборы беспакерного типа, как локальные, так и интегральные.

Влагометрия.

Для выделения интервалов поступления воды в скважину применяются влагомеры (табл.3.1.). Принцип действия их основан на изменении диэлектрической проницаемости водо-нефтяной смеси

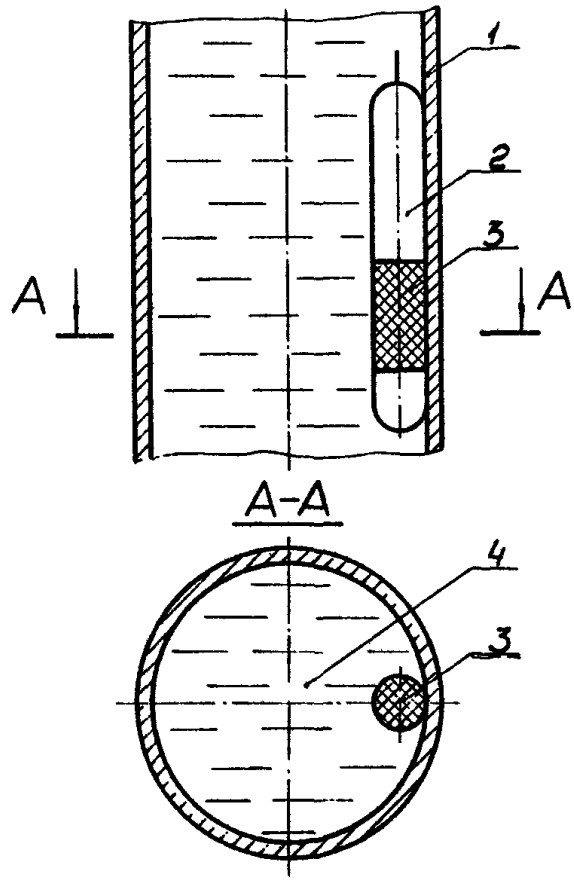


Рис. 3.3. Схема измерения состава жидкости в колонне датчиками состава локального типа, где: I - обсадная колонна; 2 - датчик локального типа; 3 - объем исследуемой жидкости; 4 - жидкость, заполняющая колонну.

LC-генератором, в колебательный контур которого включен измерительный конденсатор проточного типа. В влагомерах ВГД-2, "Кобра-36 РВ" через проточный цилиндрический конденсатор с помощью пакера пропускается весь водо-нефтяной поток. Анализ полученных материалов этими влагомерами, а также теоретические расчеты показали, что верхний предел количественного определения влагосодержания ограничивается 50%, где его показания линейны [9]. При обводнении свыше 50% аппарутура позволяет лишь качественно выделять водоотдающие интервалы. Влагомер комплексного прибора "Поток-5" работает по контактно-диэлектрическому методу измерения влажности. Датчиком служит конденсатор с малыми рабочими зазорами, размеры которых меньше вероятного размера рассеянных частиц нефти в потоке. В силу этого показания прибора в значительной мере зависят от дисперсности среды, структуры водо-нефтяного потока. Поэтому при обводнении свыше 50-60% метод подвержен тем же ограничениям, что и в варианте обычного конденсаторного детчика (ВГД), но несколько в меньшей степени [10].

Основным недостатком всех влагомеров является влияние на их показания свойств нефти, воды и водонефтяных смесей, которые зависят от температуры, давления и газонасыщения [11].

Разработан и опробован в скважинах беспакерный влагомер локального типа (ВБСТ-2), обладающий более высокой чувствительностью к радиальным притокам нефти в колонну обводненной скважины [12]. Приборы такого типа изготовлены диаметром 25, 38 мм и позволяют исследовать как фонтанирующие, так и глубинно-насосные скважины через межтрубное пространство при

забойных температурах до 150°С. Анализ скважинных исследований влагомером ВБСТ показал его более высокую чувствительность к притокам нефти в "застойную" воду по сравнению с другими датчиками состава локального типа аналогичного назначения.

Резистивиметрия.

Применение резистивиметров основано на измерении электрических свойств водонефтяной смеси в стволе скважины - удельного электрического сопротивления или проводимости. Резистивиметры используются в качестве метода исследования состава жидкости в стволе скважины, позволяющего различить два типа смеси - гидрофильную (нефть в воде) и гидрофобную (вода в нефти) и устанавливать положение водонефтяного раздела в скважинах (ВНР). Резистивиметры контактного типа, несмотря на свою простоту в изготовлении и эксплуатации, имеют ограниченное применение из-за влияния структуры потока в скважине (например, электрическое сопротивление эмульсии типа "вода в нефти" такое же, как и у чистой нефти).

Недостатки резистивиметра контактного типа устраняются при использовании бесконтактного индукционного метода измерения электропроводности жидкости. Этот метод был реализован в приборе, получившим название индукционный резистивиметр (РИС-42, РИС-36) [13]. Индукционный резистивиметр основан на измерении электропроводности жидкостного "объемного" витка связи методом вихревых потоков (рис. 3.4.). Индукционный датчик проточно-погружного типа содержит две тороидальные катушки, одна

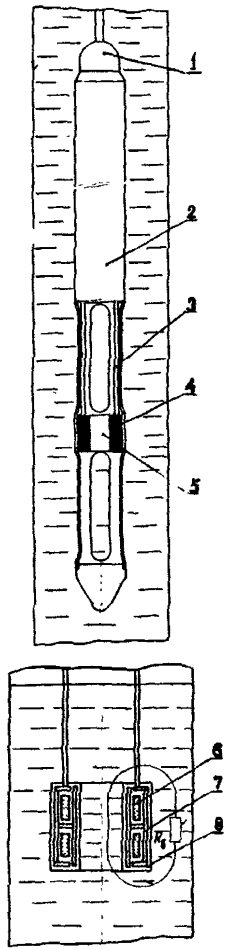


Рис. 3.4. Схема индикаторного резистивиметра, где:
I – кабельный наконечник, 2 – кожух с электронной схемой, 3 – стяжки, 4 – датчик, 5 – проточное отверстие, 6 – катушка, 7 – экран, 8 – изоляционное покрытие, $P_в$ – сопротивление объемного витка жицкости.

из которых возбуждает в исследуемой среде токи высокой частоты (100 кгц), а вторая принимает сигналы, пропорциональные удельной проводимости среды. Объемный виток связи создается цилиндрической колонкой жидкости, находящейся в измерительном канале датчика, и внешним объемом жидкости, смывающей датчик. Гидрофобные эмульсии типа "вода в нефти" при обводнении менее 50% имеют низкую проводимость. Для гидрофильных эмульсий "нефть в воде" проводимость резко возрастает и определяется минерализацией и количеством воды, а также дисперсностью среды.

Исследования индукционным резистивиметром позволяют определить положение нефтеводораздела – границу перхода гидрофильной среды в гидрофобную и обеспечивает выделение слабых притоков нефти в скважину при содержании воды в колонне более 50%. В ряде случаев индукционный резистивиметр применяется как основной метод исследования обводненных скважин, особенно для выявления слабых притоков нефти через "застойную" воду, как индикатор типа эмульсии.

Плотнометрия.

Для определения плотности исследуемой среды разработана аппаратура, основанная на регистрации поглощения гамма-излучения источника в измерительном зонде скважинного прибора, получившего название гамма-плотномера типа ГГП [14]. Аппаратура обеспечивает определение жидкости в стволе действующих скважин с точностью до 0,01 $г/см^3$. Различные конструкции для исследования фонтанирующих (ГГП-1, ГГП-2 диаметром соответственно 42 и 32 мм) и

глубинно-насосных скважин через межтрубное пространство (ГГП-3 диаметром 28 мм) в настоящее время применяются в комплексе с методами (механическими дебитомерами типа РГД-1М, ДГД-6Б, термоэлектрическими типа СТД-2, СТД-4) при определении обводненных интервалов перфорированных пластов в условиях любой минерализации пластовых вод (табл. 3.2.). Зонд плотномеров состоит из источника гамма-излучения (рис. 3.5.) и расположенного на некотором фиксированном расстоянии от него индикатора, который регистрирует интенсивность прошедшего через жидкость гамма-излучения. В качестве источника гамма-излучения применен Тулий-170, индикатором могут служить кристал йодистого натрия с фотоумножителем или газо-разрядный счетчик. Источник и индикатор коллемированы таким образом, чтобы свести к минимуму влияние положения прибора в обсадной колонне.

Эффективность исследований данным комплексом составляет около 80%. Однако в условиях низких дебитов пластов, при которых наблюдается накопление "застойной" воды, оказывающей влияние на результаты определения плотности жидкости, поступающей из пласта, интерпретация данных измерений гамма-плотномером становится неоднозначной, а иногда и невозможной.

При исследовании скважин, суммарный дебит жидкости которых по колонне в исследуемом интервале не ниже 120-160 $м^3$/сутки при однородной структуре потока, методом плотнометрии практически достоверно выделяются интервалы поступления в скважину воды, нефти.

При исследовании скважин, суммарный дебит жидкости в которых

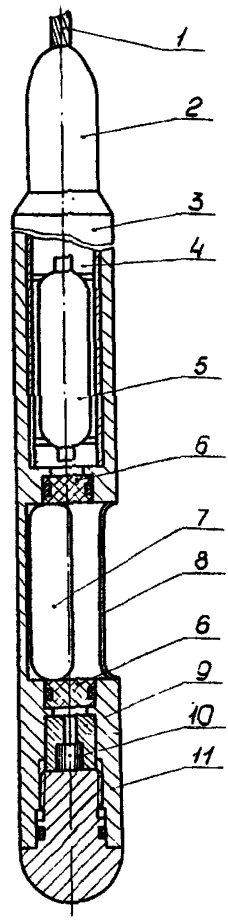


Рис.3.5. Гамма-плотномер локального типа:
I - каротажный кабель, 2 - кабельная головка,
3 - кожух, 3 - электрическая схема, 5 - счетчик-
индикатор, 6 - пробка с уплотнительными кольцами,
7 - окна в зонде, 8 - зондовое устройство, 9 - сви
цовый коллиматор, IO - источник гамма-излучения,
II - хвостовик прибора.

по колонне в исследуемом интервале ниже 120 $м^3$/сут метод беспакерной плотнометрии снижает свою эффективность по выделению обводненного интервала [15]. При данном режиме движения двухкомпонентного потока проявляется эффект "гравитационного" разделения на фазы, в результате чего наблюдается завышение обводненности потока в интервале исследования. При слабых притоках нефти в "застойную" воду нефть всплывает в виде отдельных включений. Результаты исследований плотномером в таких условиях получаются искаженными и показывают завышенную обводненность против исследуемого интервала. В ряде случаев притоки нефти из этих интервалов по данным плотномера выделить вообще невозможно, кажущаяся обводненность потока в колонне против них равна 100% (рис. 3.6.). Эффективность исследования низкодебитных скважин плотномерами снижается до 20-30%.

Анализ результатов исследований таких скважин показал, что основным критерием, определяющим эффективность комплекса (плотномер, дебитомер) по выделению обводненных интервалов, является не суммарный дебит отдающих интервалов, а удельный дебит, приходящийся на единицу работающей толщины перфорированного интервала. Один из примеров, характеризующих этот вывод, приведен на рис. 3.7. Скважина N472 Александровской площади с дебитом 38 $м^3$/сут жидкости и обводненностью 89% была исследована плотномером и дебитомерами ДГД-6Б и СТД-4.

По данным СТД пласт работает в интервалах 1591,8-1591,2 м и 1588-1588,8 м (работающая мощность 1,4 м), по ДГД-6Б в интервале 1592-1589,6 м (работающая мощность 2 м). Удельный дебит жидкости,

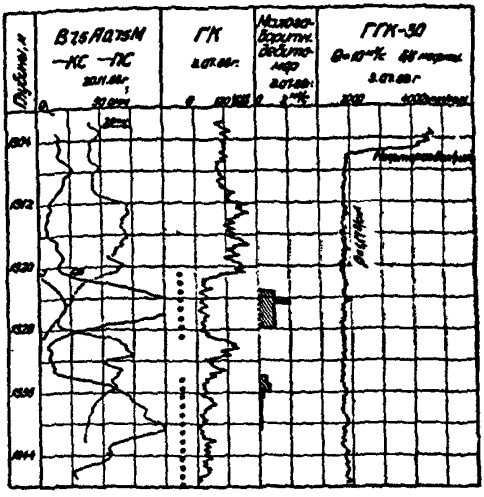


Рис.3.6. Пример диаграмм плотномера против низкодебитных нефтеотдающих пластов при наличии "застойной" воды в колонне.
Скв. № 823 Туймазинской площади эксплуатируется насосом типа НГН – 2 – 56, дебит скважины 10 м^3/сут безводной нефти. По данным дебитомера работают оба пласта, однако по исследованиям плотномером притока нефти по этим пластам не отмечается.

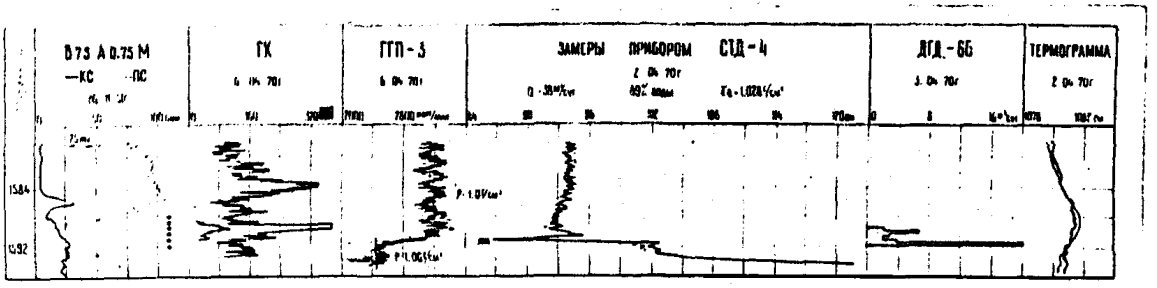


Рис. 3.7. Результаты исследований глубинно-насосной скв. №472 Александровской площади.

поступившей из пласта составляет 19-27 $м^3$/сут · м. Исследования плотномером показывают, что работающий интервал обводнен равномерно, плотность жидкости выше работающих интервалов 1,0 $г/см^3$, что соответствует 87% обводненности и согласуется с промысловыми данными. Проведенный анализ дебитограмм по исследованным скважинам показал, что количество скважин с удельными дебитами 18 $м^3$/сут·м и более составляет около 30% от общего их числа. Таким образом, исследование состава поступающей жидкости беспакерным плотномером в остальных 70% будет неэффективным, т.е. обводненность против исследуемых интервалов будет завышена за счет наличия "застойной" воды.

Для повышения эффективности определения состава поступающей из пласта жидкости в низкодебитных скважинах применяются с пакерующими устройствами. Увеличение скорости движения нефти за счет уменьшения диаметра колонны или пропуска движущейся жидкости через датчик ограниченного диаметра за счет пакеровки позволяет исключить влияние "застойной" воды на показания плотномера. (Рис. 3.9.).

Конструкция пакерного плотномера (ГГП-П) была разработана с использованием пакера и привода от дебитомера ДГД-6Б (рис. 3.8.).

3.2.3. Методы рассеянного гамма-излучения для контроля качества цементирования и технического состояния скважины.

Для этих целей применяются гамма-гамма цементомеры и гамма-гамма-толщиномеры (СГДТ-2, СГДТ-3), основанные на применении метода рассеянного гамма-излучения. Интенсивность рассеянного

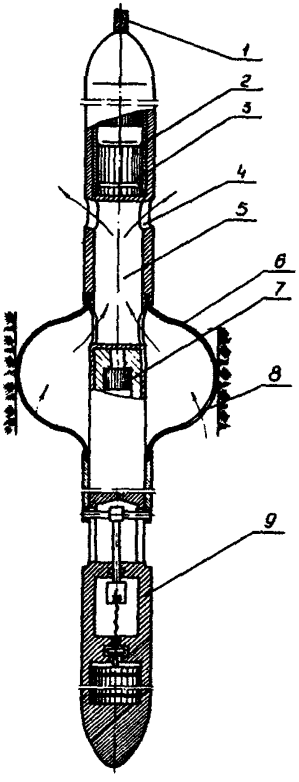


Рис. 3.8. Пакерный плотномер,
где: I - кабельная головка, 2 - охранный кожух, в котором размещаются блоки электронной схемы, 3 - блок индикатора, содержащий кристалл и фотоумножитель, 4,8 - окна для пропуска жидкости, 5 - зондовая часть, 6 - пакер, 7 - источник гамма-излучения, 9 - механизм привода пакера.

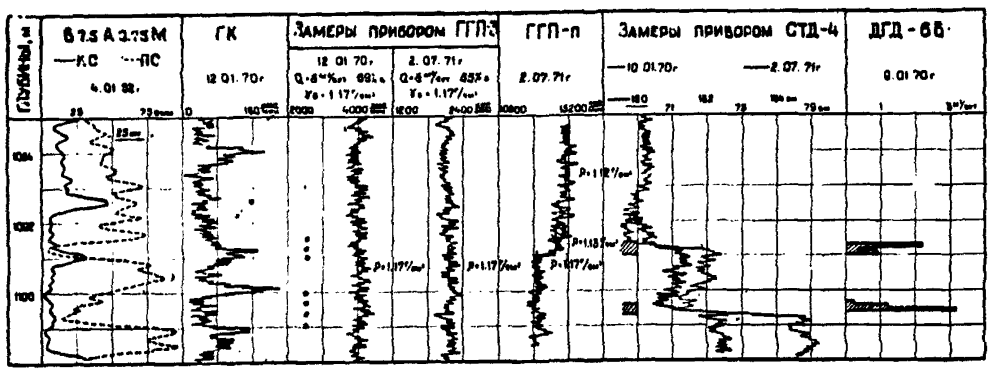


Рис. 3.9. Результаты исследования пакерным плотномером в комплексе с другими методами по скв. № 461 Александровской площади.

гамма-излучения (МРГИ) зависит от плотности вещества основных сред, слагающих обсаженную скважину в интервале исследования [16]. Они служат для решения следующих задач:

- контроль качества цементирования обсадных колонн;

- контроль технического состояния колонн (измерение толщины стенки обсадной колонны, определение местоположения муфт, центрирующих фонарей и специальных пакеров, определение дефектов в обсадных трубах, паспортизацию обсадных колонн).

На рис.3.10. приведены примеры применения метода ГГК для определения технического состояния скважин. Первый замер дефектомером СГДТ-3 в скв.1196 Туймазинского месторождения показал, что выше глубины 530 м за обсадной колонной находится буровой раствор. Судя по второй цементограмме, после дополнительной заливки цементного раствора качество цементирования скважины хорошее - цементный раствор был поднят до необходимой высоты. На рис.3.11. приведены результаты исследования толщиномером, который входит в состав аппаратуры СГДТ-3.

Результаты широкого практического использования гамма-цементомеров, гамма-дефектомеров и толщиномеров в различных районах страны показали высокую эффективность метода (МРГИ) для контроля качества цементирования скважин и исследования состояния обсадных колонн.

Вместе с тем, на сегодняшний день МРГИ имеет ограниченную область применения, связанную с его физической сущностью. Так, для надежного разделения зацементированных и незацементированных интервалов необходимо, чтобы плотность цементного камня

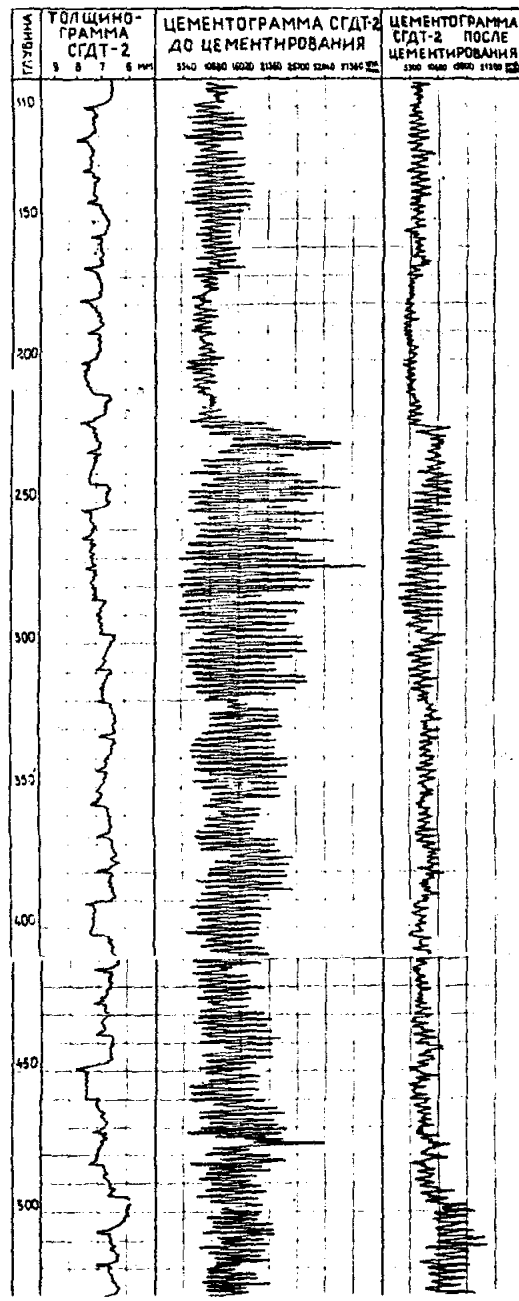


Рис. 3.10. Результаты исследования качества цементирования гамма-гамма цементомером по скв. №1196 Туймазинской площади.

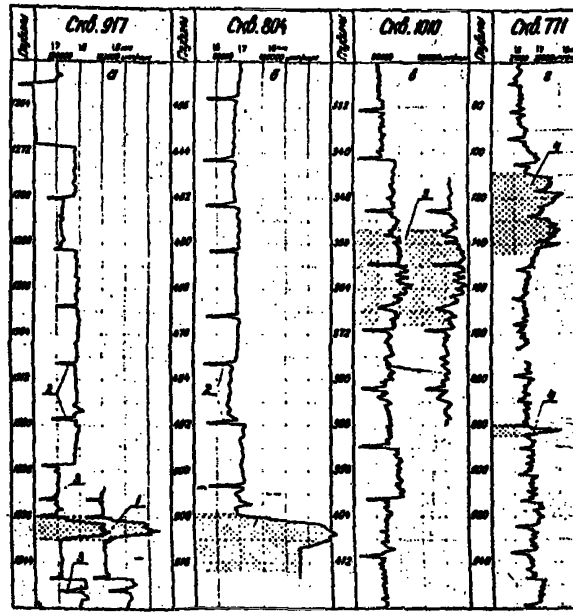


Рис. 3.II. Результаты исследований гамма-гамма толщиномером, где: I - уменьшение толщины стенки в интервале перфорации, 2 - Муфты обсадной колонны, 3 - центрирующие фонари, 4 - нарушение обсадной колонны, 5 - уменьшение толщины стенки колонны из-за ее коррозии.

существенно отличалась от плотности бурового раствора и разница диаметров скважины и колонны была достаточно большой. Для уверенного контроля качества цементирования при использовании приборов СГДТ-2 минимальная разность плотностей цементного камня и бурового раствора должны быть больше 0,3 г/см^3 при измерениях в скважинах диаметром 295 мм, обсаженных колоннами 146-168 мм, и больше 0,4 г/см^3 при измерениях в скважинах диаметром 193-214 мм, обсаженных колоннами 146- и 168 мм соответственно. При меньшей разнице плотностей цементного камня и бурового раствора применять метод МРГИ нецелесообразно.

Эффективность исследований также снижается при уменьшении диаметра скважины. Предельным случаем является скважина диаметром 193 мм, обсаженная колонной диаметром 146 мм, либо скважина диаметром 214 мм, обсаженная колонной 146 мм.

В связи с тем, что по данным МРГИ не могут быть отмечены трещины и каналы малых размеров, наличие их можно определить с помощью приборов СГДТ-2, если их площадь сечения составляет не менее 8-10% от площади сечения затрубного пространства. При этом разница в плотностях цементного камня и жидкости, заполняющей каналы, должна быть не менее 0,5-0,6 г/см^3.

Плотномер по рассеянному гамма-излучению.

Данные о плотности жидкости в стволе скважины определяются с помощью плотномеров, работающих на принципе регистрации рассеянного гамма-излучения.

Применение метода рассеянного гамма-излучения для определения плотности жидкости в стволе действующих скважин основано на

зависимости рассеянного гамма-излучения от плотности среды в колонне.

На рис. 3.12. приведена конструкция объемного гамма-плотномера. В качестве источника гамма-излучения используется Тулий-170, индикатором служит газо-разрядный счетчик СИ-23Г или фотоумножитель с кристаллом Na J(Tl); для поглощения прямого излучения источник и индикатор разделены свинцовым экраном. Радиотехническая часть прибора выполнена на блоках по схеме гамма-плотномера ГГП.

Точность и чувствительность объемного плотномера из-за экранирующего влияния металлической стенки НКТ недостаточны и поэтому метод используется, в основном, для качественной оценки газожидкостных разделов в межтрубном пространстве.

Эффективность метода значительно повысится, если стальные трубки в зоне исследований будут заменены на неметаллические (пластмассовые, стеклопластиковые и т.д. с плотностью 1,8-2 г/см^3). Существенного выигрыша по повышению эффективности плотнометрии в низкобедитных скважинах по выделению обводненных интервалов метод не дает. Показания прибора существенно зависят от положения прибора в колонне. Применение прижимных или центрирующих неуправляемых устройств значительно усложняет спуско-подъемные операции. Поэтому аппаратура не нашла практического применения при исследовании скважин с целью выделения обводненных интервалов. Метод рассеянного гамма-излучения применяется для оценки плотности жидкости в кольцевом пространстве в скважинах, оборудованных ЭЦН.

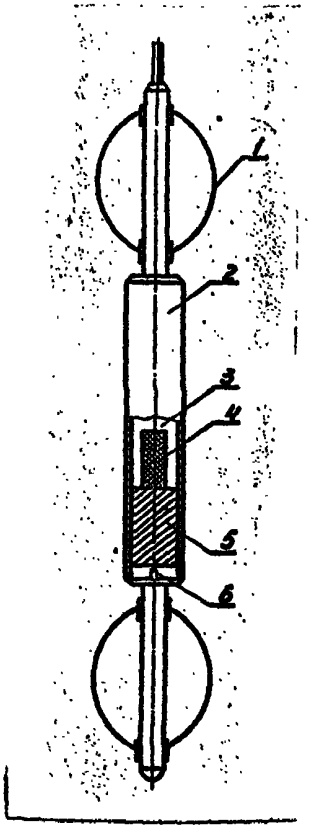


Рис. 3.I2. Схема плотномера, позволяющего регистрировать суммарное рассеянное гамма-излучение по периметру колонны.
I - центратор, 2 - охранный кожух, 3 - радиосхема, 4 - индикатор гамма-излучения, 5 - свинцовый экран, 6 - источник гамма-излучения.
- Тулий-I70.

3.2.4. Термометрия.

К основным процессам, обусловливающим изменения температурных аномалий для решения нефтепромысловых задач (табл. 3.3.) регистрируемых высокочувствительными термометрами относятся:

- естественное тепловое поле земли;

- разогрев движущегося в пласте флюида под действием разности давления ΔP;

- калориметрическое смешивание жидкости, поступающей в скважину с жидкостью, движущейся по обсадной колонне;

- теплообмен между потоком и окружающими породами.

Температурные измерения проводятся в комплексе с методами, изучающими дебит и состав жидкости, поступающей из интервала перфорации и с данными о геологическом разрезе и техническом состоянии скважины.

Для решения перечисленных задач (табл. 3.3.), скважинный термометр должен удовлетворять следующим требованиям:

- погрешность определения абсолютной величины температуры не должна превышать 2% диапазона измеряемых температур;

- пороговая чувствительность прибора к измеряемой температуре должна быть не ниже $0,02^{\circ}C$;

- коэффициент нелинейности не должен превышать 2% в интервале температур не менее $20^{\circ}C$ на любом участке рабочего температурного диапазона;

- уровень случайных ошибок не должен быть более $0,02^{\circ}C$;

- уровень систематических ошибок типа дрейфа за период рабочего замера (2 час) не должен быть более $0,04^{\circ}C$;

- тепловая инерционность в нефтяной среде (трансформаторное масло) не должна превышать 10 сек., в противном случае измерения температуры проводятся по точкам.

3.2.5. Акустические методы.

Шумометрия.

Метод шумометрии предусматривает измерения уровня и спектра акустических шумов, возникающих в скважине при различных термодинамических процессах. Частотный диапазон этих шумов лежит в широком спектре от несколько десятков герц до сотен килогерц. Шумовое поле, генерируемое турбулентным газожидкостным потоком, воздействует на чувствительный элемент пьезокерамического датчика. Реакцией датчика на звуковое излучение является электрический сигнал, поступающий в электронный блок широкополосного усилителя напряжения, где происходит усиление сигнала до необходимой величины [18]. При средней выбранной чувствительности пьезокерамических датчиков из ЦТС-19 предварительный усилитель напряжения имеет коэффициент усиления $K_y \geqslant 100$, причем для хорошего согласования входа усилителя с датчиком применена схема истокового повторителя, выполненная на полевом транзисторе. Нормальный сигнал по напряжению подается на усилитель мощности. Необходимость усилителя мощности обусловлена тем, что питание глубинного прибора и снятие полезного информационного сигнала происходит по одножильному каротажному кабелю на поверхности. Сигнал по кабелю подается на поверхность на полосовые фильтры, которые позволяют фиксировать интенсивность шума в диапазоне частот от 1,3 до 80 кгц.

Разделенные фильтром сигналы по частотам поступают на запись в каналы каротажного осциллографа. Параллельно частотной регистрации производится регистрация интенсивности шумового поля в общей полосе частот с записью на магнитную ленту и на один из каналов фоторегистратора. На рис.3.13. приведена блок-схема возможного исполнения шумомера [19].

Шумометрия применяется для решения следующих промысловых задач [19]:

- оценка герметичности труб (обсадных колонн и НКТ);
- определение герметичности заколонного пространства вблизи вскрытого фильтра (ОГЗП);
- оценка профиля работы фильтра;
- оценка наличия высокорасходных заколонных перетоков вне продуктивных горизонтов;
- оценка фильтрационных характеристик газоотдающего коллектора (для жидкостей не исследовано);
- оценка высокорасходных линейных потоков в межтрубном и заколонном пространстве.

На рис.3.14., 3.15. приведены результаты исследований нагнетательных скважин через НКТ (скв. N283 Яунлорского и скв. N1698 Быстринского месторождений), проведенные с целью определения герметичности эксплуатационной колонны (ОГЭК). Исследования были проведены без отсечения вскрытых интервалов скважин. По результатам исследований выделены интервалы негерметичности обсадной колонны. В скв. N283 (рис.3.14.) отмечается частичный уход жидкости из ствола на глубине 1602-1601 м и негерметичность на

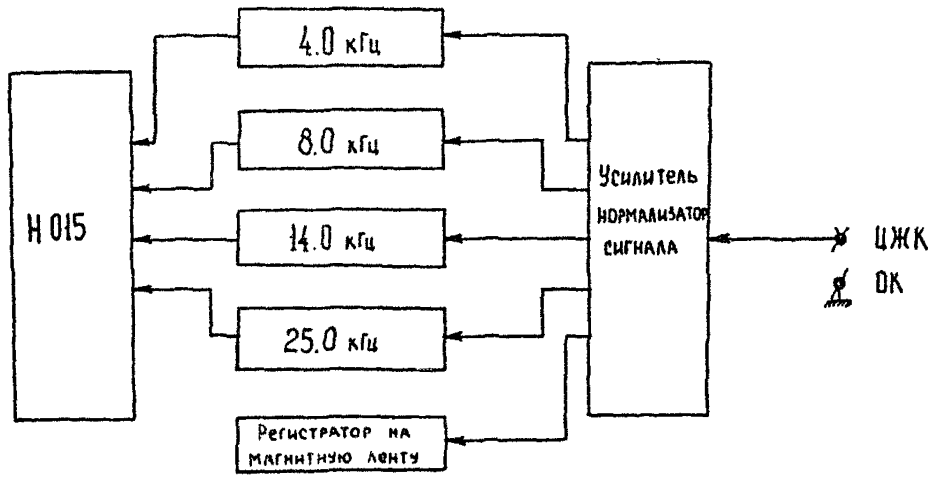


Рис. 3.I3. Блок – схема наземной части шумоиндикатора.



Рис. 3.I4. Негерметичность обсадной колонны определена в интервале I60I,5м комплексом: шумомер, термометр, ЛМ.

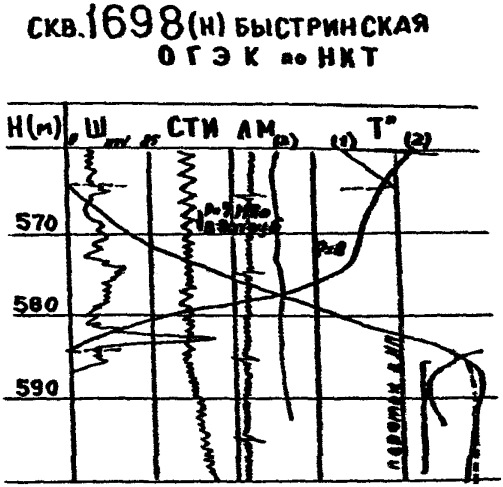


Рис. 3.15. Негерметичность обсадной колонны выделена в интервале 585м комплексом : шумомер, термометр, термокондуктивный расходомер (СТИ), ДМ.

глубине 1601,5 м. При том же давлении была снята шумограмма после спуска НКТ, показавшая, что НКТ не оказывает существенного влияния на затухание шумов у места негерметичности.

Акустические методы исследования скважин.

Акустический метод контроля качества цементирования скважин основан на изучении закономерностей распространения импульсов упругих колебаний по системе: обсадная колонна-кольцо цементного камня-горная порода [20].

При возбуждении импульса высоких колебаний в обсаженной скважине образуется ряд волн различного характера. Наиболее изученной среди них является распространяющаяся по трубе волна растяжения, которую в соответствии с принятой в акустическом методе терминологией называют продольной волной $A_к$. Интервальное время ($\Delta t_к$) распространения волны $A_к$ по трубе определяется соотношением:

$$t_к = \sqrt{\frac{\delta}{E}},$$

где: δ - плотность материала трубы;

E - модуль линейного удлинения (Юнга).

При этом, амплитуда колебаний волны $A_к$, распространяющаяся по трубе с постоянной скоростью ($V_к = \frac{1}{\Delta t_к}$), имеет наиболее полную информацию о наличии и целостности цементного кольца в затрубном пространстве скважины [21,22].

Одним из существенных достоинств метода акустической цементометрии является возможность его использования для изучения фазового состояния тампонажных смесей в кольцевом зазоре скважины.

Ограничениями применения метода являются:

– наличие пузырьков свободного газа в промывочной жидкости, заполняющей ствол скважины;

– отложение парафина и других механических примесей на внутренней поверхности обсадных труб.

На рис. 3.16. приведены результаты исследований по определению качества цементирования в скв. N12415 Западно-Лениногорской площади Ромашкинского месторождения. После выхода из бурения качество изоляции заколонного пространства ниже интервалов перфорации было хорошее (перфорацией был вскрыт пласт с подошвенной водой). В процессе последующей эксплуатации обводненность продукции возросла до 95% при дебите жидкости 130 $м^3$/сут. Сопоставление полученной в этот период цементограммы с замером после бурения показывает, что нарушена герметичность цемента за колонной во всем интервале пласта с подошвенной водой по причине высокого содержания воды в продукции. Была проведена задавка цементного раствора через интервал перфорации для изоляции подошвенной воды. По цементограмме, зарегистрированной после ремонтных работ, видно, что изоляционные работы проведены успешно, герметичность заколонного пространства восстановлена и обводненность продукции снизилась до 14% при том же дебите жидкости.

3.2.6. Фотоколориметрия нефтей.

Физические основы метода.

При прохождении света через раствор какого-либо красящего

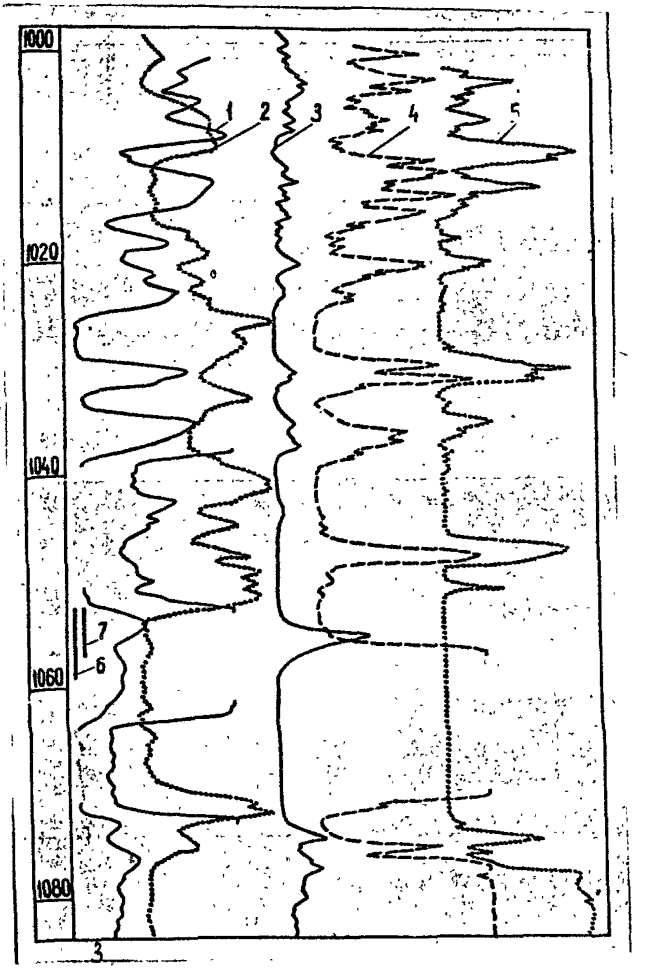


Рис. 3.16. Применение цементометрии для контроля состояния цементного камня за колонной. Диаграммы I - КС, 2 - ПС; акустического цементомера: 3 - после выхода из бурения, 4 - после продолжительной эксплуатации, 5 - после изоляционных работ, 6,7 - интервалы перфорации.

вещества, помещенного в прозрачную кювету с параллельными стенками, интенсивность его уменьшается. Степень уменьшения зависит от концентрации красящего вещества, толщаны слоя раствора и оптической характеристики вещества, называемой коэффициентом светопоглощения. Эта зависимость описывается законом Ламберта-Бера $J=J_o 1-K_{сп} \cdot Cl$, где: J_o - интенсивность света перед кюветой; J - интенсивность света, прошедшего через кювету с раствором; $K_{сп}$ - коэффициент светопоглощения красящего веществва ($см^{-1}$); c - концентрация вещества в растворе (доли единицы); l - толщина слоя раствора, см.

На фотоэлектроколориметре непосредственно измеряется оптическая плотность, которая представляет собой десятичный лагорифм относительного уменьшения интенсивности света, прошедшего через раствор: $D=lg \frac{J_o}{J} =0,4343$; $ln \frac{J_o}{J} =0,4343 \cdot ln \frac{J_o}{J_o l-K_{сп} C \cdot l} = 0,4343 K_{сп} \cdot Cl$.

Отсюда коэффициент светопоглощения вещества

$$K_{сп} = \frac{D}{0,4343 C \cdot l} . \qquad (3.1.)$$

Если в качестве красящего вещества использовать пробу нефти (например, раствор нефти определенной концентрации C=0,01), поместить в кювету и определить на фотоэлектроколориметре оптическую плотность D слоя раствора, по формуле (3.1.) можно вычислить коэффициент светопоглощения данной пробы нефти.

Геологические основы метода.

Геологической предпосылкой возможности применения фотоколориметрии для контроля за разработкой нефтяных

месторождений является закономерное изменение величины коэффициентов светопоглощения нефти в пределах залежи, как по площади, так и по вертикали. Изменение $К_{сп}$ обусловлено различным содержанием асфальтенов и смол в нефти разных участков залежи. Наиболее изменчивым параметром, определяющим величину и информативность $К_{сп}$ нефти, является содержание в ней асфальтенов [3].

Содержание асфальтенов в нефти является показателем степени ее окисленности под воздействием подземных вод. Поэтому содержание их минимально в наиболее удаленных от агрессивных подвижных вод точках залежи. По мере приближения к поверхности ВНК, особенно в пластах, в которых вследствие хороших коллекторских свойств и выдержанности резервуара подстилающие залежь воды являются наиболее подвижными, темп увеличения абсолютной величины $К_{сп}$ возрастает.

Коэффициент светопоглощения нефти является естественным индикатором, своеобразной меткой, позволяющей отличать нефть одного участка залежи от нефти соседних участков. В принципе в качестве естественного индикатора можно использовать любое другое свойство, например, плотность нефти, содержание в ней микроэлементов, таких как V, CO и др. Коэффициент светопоглощения обладает большей изменчивостью и потому - большей разрешающей способностью. Мерой разрешающей способности параметра является отношение коэффициента вариации к относительной погрешности определения параметра. Это отношение для плотности нефтей Ромашкинского месторождения составляет 6, для $К_{сп}$ - 15 [4].

$К_{сп}$ закономерно изменяется по площади пласта. Это позволяет построить карту изменения $К_{сп}$ в пределах пласта по его простиранию на определенную дату.

Закономерное изменение $К_{сп}$ по простиранию пласта обусловливается несколькими факторами:

- гипсометрическим положением данного элементарного участка пласта;

- закономерным изменением свойств нефти в каком-то направлении, обусловленным историей формирования залежи и условиями ее сохранения;

- близостью агрессивных подошвенных или контурных вод.

В пределах залежи $К_{сп}$ нефти закономерно увеличивается по вертикали по мере приближения к поверхности ВНК. Если залежь многопластовая, то при переходе от одного пласта к другому, лежащему ниже, $К_{сп}$ добываемой нефти заметно увеличивается. Так, например, на Ромашкинском месторождении средние значения $К_{сп}$ равны: в пласте "а" горизонта $Д_1$ -392; в пласте "$б_1$" -438; "$б_2$" -463; "в" -496; "гд" -636.

Методика отбора проб и определения коэффициента светопоглощения нефти.

Для массовых определений $К_{сп}$ нефти пробы рекомендуется отбирать из краников манифольда скважины. Предварительно краник необходимо прочистить путем отбора не менее 3-5 литров нефти. Из стаканчика нефть переливается в чистую пробирку на 0,5-0,75 ее объема, что составляет 10-12 $см^3$ нефти.

При транспортировке и хранении проб обеспечивается герметичность проб. В противном случае происходит улетучивание легких фракций и при контакте с воздухом частичное окисление нефти с образованием гетероорганических соединений типа смол.

Лабораторное определение $К_{сп}$ нефти выполняется не более, чем через 7 суток после отбора. Перед определением $К_{сп}$ нефти пробирки открываются и производится стабилизация нефти в водяной бане в течение одного часа. Оптимальная температура водяной бани подбирается для конкретной группы месторождений и может быть равной 50–60°С.

Для определения $К_{сп}$ нефти сначала приготавливается раствор ее в растворителе (бензол, толуол, четыреххлористый углерод и керосин). Раствор должен быть чистым, прозрачным (не мутным).

Оптическая плотность приготовленного раствора определяется с помощью фотоэлектроколориметра любого типа, серийно выпускаемого промышленностью. Концентрация раствора и толщина кюветы подбираются таким образом, чтобы в большинстве случаев получаемые значения оптической плотности попадали в область, характеризующуюся наименьшими погрешностями.

Концентрация нефти в растворе определяется объемным или весовым методом. Весовой метод является более трудоемким, но более точным. Его предпочтительнее использовать в случае вязких нефтей.

После определения оптической плотности D вычисляется $К_{сп}$ нефти по формуле (3.1).

Для месторождения по данным исследования строится карта изокол. Карты равных значений $К_{сп}$ добываемой нефти являются

картами изокол.

Если залежь многопластовая, то задача изучения пространственного распределения $К_{сп}$ нефти распадается на 3 части.

Значение $К_{сп}$ нефти, привязывается к определенной точке (или к пласту в конкретной скважине) залежи. Затем полученные данные статически обрабатываются. Карты изокол строятся по каждому пласту многопластовой залежи.

Методика получения значения $К_{сп}$ нефти для определенной точки залежи.

Если известны скважина и пласт, из которых отобрана проба, то полученные параметры можно отнести к определенной точке залежи. В случае многопластовой залежи требуется получить как можно больше значений $К_{сп}$ нефти по пробам, привязанным к определенной точке залежи. Для этого делается следующее:

- отбираются и анализируются пробы добываемой нефти по скважинам, в которых перфорирован или работает один пласт;

- определяется $К_{сп}$ нефти по пробам, отобранным глубинным пробоотборником чуть выше нижнего работающего пласта и полученное значение $К_{сп}$ нефти привязывается к нижнему работающему пласту;

- определяется $К_{сп}$ нефти по пробам, отобранным из заданного интервала пласта глубинным пробоотборником специальной конструкции [5];

- определяется $К_{сп}$ нефти по пробам, отобранным с помощью испытателя пластов на трубах, снабженного двумя пакерами;

- одновременно отбираются поверхностные пробы добываемой нефти и производятся исследования скважин дебитомером при разных

режимах (штуцерах).

Как правило, пластовое давление и гидропроводность в разных пластах различны, поэтому при изменении режима относительный дебит их изменяется, что ведет к изменению $K_{сп}$ добываемой нефти в целом по скважине. В случае если в скважине работает два пласта, то достаточно дать ей поработать на двух режимах и по полученным данным решить систему уравнений с двумя неизвестными:

$$\begin{cases} \overline{q}_1' K_{сп_1} + \overline{q}_2' K_{сп_2} = K_{сп}' \\ \overline{q}_1'' K_{сп_1} + \overline{q}_2'' K_{сп_2} = K_{сп}'' \end{cases}, \qquad (3.2.)$$

где: $\overline{q}_1', \overline{q}_2', \overline{q}_1'', \overline{q}_2''$ - относительные дебиты двух пластов при первом и втором режимах работы скважины;

$K_{сп}^1$, $K_{сп}''$-$K_{сп}$ - коэффициент светопоглощения добываемой (поверхностной) нефти при соответствующих режимах.

Решение системы (3.2.) позволяет найти значения $K_{сп}$ и $K_{сп_2}$ нефти в каждом из пластов.

Перечисленными методами можно получить значения $K_{сп}$ нефти, привязанные к определенной точке продуктивного разреза по вертикали. В качестве "точки" выбирается середина пласта (если пласт однороден или нет сведений о его неоднородности по вертикали) или середина его наиболее проницаемой части.

Статистическая обработка полученных данных.

Значения $K_{сп}$ нефти в пределах залежи непрерывно изменяются как по вертикали, так и по площади. Существуют методы обработки данных, которые позволяют одновременно учитывать оба эти фактора

[4,6]. Путем осреднения данных в пределах небольших по площади участков можно получить серию кривых изменения $K_{сп}$ нефти по вертикали, а затем участки со сходными кривыми объединить. Выявленные закономерности изменения по площади и по вертикали обобщаются в виде палетки и карты изменения по площади специального параметра h^*, который представляет собой порядковый индекс соответствующей кривой зависимости $K_{сп} = f(Z)$. Такие карты и и палетки строятся для каждого пласта или пачки каждого ряда пластов. Карта параметра h^* и палетка кривых $K_{сп} = f(Z, h^*)$ позволяют определить значение $K_{сп}$ нефти для скважин, распоположенных на данной площади. По карте определяется значение h^* в точке расположения скважины. По значению h^* на палетке выбирают соответствующую кривую и по ней определяют значение $K_{сп}$ нефти в пласте, расположенном на расстоянии Z от поверхности ВНК (плоскости отсчета).

Такой метод построения карт изокол применим, в основном, в начальной стадии разработки залежи пока природные закономерности изменения $K_{сп}$ нефти в пространстве не претерпели больших изменений вследствие горизонтальных перемещений нефти в пласте на значительные расстояния. В последующие стадии разработки карты изокол должны корректироваться путем отбора и анализа проб нефти, привязанных к определенным точкам залежи (методами, описанными в 5.4.3.).

Геолого-промысловые задачи, которые решаются с привлечением фотоколориметрии нефтей подразделяются на три типа:

- определение направления и скорости перемещения нефти в

однопластовой залежи;

- оценка доли участия отдельных пластов в работе скважины и изменения этой доли в результатете проведения на скважине тех или иных работ;

- решение задач качественного характера, связанных с изменением доли участия отдельных пластов в работе скважины.

Задача определения направления и скорости перемещения нефти в однопластовой зележи решается с помощью карт изокол. Смещение во времени положения одноименных изокол на карте по горизонтали позволяет установить осредненное направление перемещения нефти по пласту на различных участках залежи, а по величине смещения устанавливается скорость перемещения.

На рис.3.17. приведен пример иллюстрирующий случай, когда во времени происходит стягивание залежи к ее центру, но с различной скоростью на разных участках.

В промысловой практике встречаются более сложные случаи, когда происходит смещение залежи и даже ее поворот (рис.3.18.). Для более точного определения направления перемещения нефти наряду с картами изокол целесообразно привлекать также другие сведения:

- данные перемещения контуров нефтеносности, в частности, промыслово-геофизическим исследований;

- карты изобар;

- результаты моделирования разработки на ЭВМ.

Для определения скорости перемещения оценивается градиент изменения $K_{сп}$ нефти в направлении перемещения в районе каждой скважины: $$\Gamma_{град} K_{сп} = \frac{\Delta K_{сп}}{\Delta \ell}$$

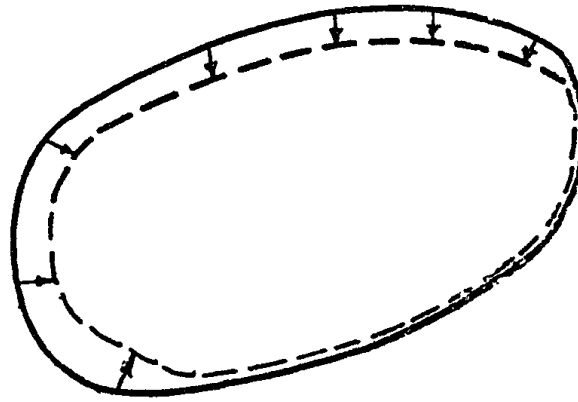


Рис. 3.17.

——— - изокола на дату I,
– – – – – - изокола на дату 2,
———► - направление стягивания залежи.

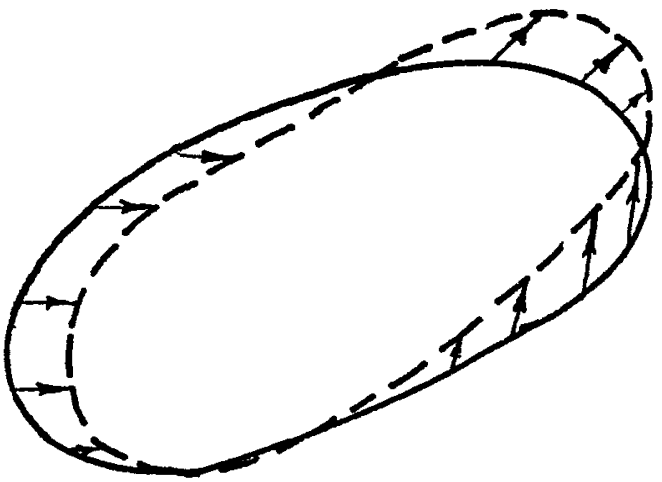


Рис. 3.I8.
——— - изокола на дату I,
– – – – – - изокола на дату 2,
———► - направление стягивания залежи.

Затем величина изменения $К_{сп}$ добываемой нефти делится на градиент. Делить это имеет смысл лишь для тех скважин, в районе которых градиент изменения $К_{сп}$ нефти в направлении перемещения нефти имеет достаточно большую величину, превышающую ошибки определения $К_{сп}$.

Для скважин, в которых перфорированы и в принципе могут работать два или более пластов (интервалов), необходимо знать значение $К_{сп}$ нефти в каждом из пластов. Предполагается, что это условие соблюдено и следует оценить относительный дебит работающих пластов в скважине.

Под относительным дебитом пласта понимают отношение дебита пласта к общему дебиту скважины:

$$q_i = \frac{q_i}{q} \quad , \qquad (3.3.)$$

где: q_i - относительный дебит пласта, д.ед.;

q_i - дебит пласта в натуральных единицах измерения, например, в $м^3$/сут.;

q - дебит скважины, $м^3$/сут.

Если в скважине работает "n" пластов, то $\sum_{i=1}^{n} \bar{q}_i = 1$.

В случае работы двух пластов, вследствие аддитивного свойства $К_{сп}$ можно записать:

$$\begin{aligned} &\bar{q}_1 + \bar{q}_2 = 1 \\ &\bar{q}_1 К_{сп} + \bar{q}_2 К_{сп\,2} = К_{спд} \quad , \end{aligned} \qquad (3.4.)$$

где: $К_{сп}$ и $К_{сп\,2}$ - $К_{сп}$ нефти в каждом из пластов, работающих с относительными дебитами $\bar{q}_1$ и $\bar{q}_2$; $К_{спд}$ - $К_{сп}$ добываемой нефти, т.е. нефти в манифольде скважины, являющейся смесью жидкости из двух

работающих пластов.

Решение системы (3.4.) дает значения относительных дебитов пластов: $\bar{q}_1 = \frac{K_{спд} - K_{сп_2}}{K_{сп_1} - K_{сп_2}}$, $\bar{q}_2 = 1 - \bar{q}_1$, от которых можно перейти к дебитам в натуральном выражении: $q_i = \bar{q}_i \cdot q$.

Задача оценки дебита пластов с помощью фотоколориметрии добываемых нефтей имеет точное решение лишь в случае двух работающих пластов. На практике часто в одной скважине имеется несколько перфорированных интервалов. Применение фотоколориметрии в этих случаях также может оказать существенную помощь при анализе работы различных интервалов в скважине.

Выявление методом $К_{сп}$ пласта, в котором образовалась трещина при гидроразрыве.

В процессе проведения гидроразрыва с целью увеличения продуктивности скважине, в которой имеется несколько перфорированных пластов, важно установить, в каком именно пласте образовалась трещина. Известные методы решения этой задачи (закачка в трещину активированного песка и исследования дебитомером) могут быть дополнены методом $К_{сп}$. С этой целью измеряется дебит скважины при установившемся режиме до и после производства гидроразрыва при одновременном отборе и анализе нефти на $К_{сп}$. По результатам измерений вычисляется значение $К_{сп}$ нефти в пласте, в котором образовалась трещина

$$К^{*}_{сп} = \frac{q' \cdot K'_{спд} - q K_{спд}}{q' - q}, \qquad (3.5.)$$

где: q и q' - дебит скважины до и после гидроразрыва, $м^3/сут$;

$К_{спд}$ и $К'_{спд}$ - $К_{сп}$ добываемой нефти до и после гидроразрыва.

Затем определяется сам пласт, которому соответствует

вычисленное значение $К_{сп}$.

Пример. В скв. N672 Южно-Ромашкин ми площади перфорированы пласты "а", "$б_1$", "$б_2$", "в" и "гд". Дебит скважины составлял до гидроразрыва пласта 2 $м^3$/сут, после гидроразрыва - 15 $м^3$/сут и соответственно $К_{сп}$=516, $К_{спд}$=484. Вычисления по формуле (3.5.) дают: $$К_{сп} = \frac{15 \cdot 484 - 2 \cdot 516}{13} = 479$$

Вычисленная величина $К_{сп}$ *соответствует в данном случае пласту* "в", в котором, по-видимому, и образовалась трещина.

При разработке залежи в некоторых скважинах перфорируются интервалы продуктивного разреза, которые ранее не участвовали в работе скважины. Для оценки относительного участия вновь перфорированного пласта в работе скважины наряду с другими методами может быть использован метод $К_{сп}$. При этом предполагается, что соотношение дебитов других работающих пластов остается примерно постоянным. Для решения задачи определяется $К_{сп}$ добываемой нефти до и после перфорации нового пласта (интервала).

Относительный дебит вновь перфорированного пласта вычисляется по формуле: $$\bar{q} = \frac{К'_{спд} - К_{спд}}{К^*_{сп} - К_{спд}},$$ где: $К_{спд}$ и $К'_{спд}$ - $К_{сп}$ добываемой нефти до и после перфорации нового интервала; $К^*_{сп}$ - ожидаемое или установленное значение $К_{сп}$ нефти во вновь перфорированном пласте.

Контроль за результатами цементирования обводненных пластов.

При производстве работ по капитальному ремонту скважин в связи с их обводнением важно разобраться в состоянии скважины до и после проведения ремонтных работ с тем, чтобы оценить их

эффективность. В частности, практический интерес представляет решение следующих задач:

– определение относительного дебита пласта по нефти до его цементирования;

– оценка степени эффективности проведенных работ (зацементирован пласт или нет).

Приближенная оценка дебита пласта до его цементирования производится по формуле: $\overline{q} = \frac{K_{спд} - K'_{спд}}{K^*_{сп} - K'_{спд}}$,

где: $K_{спд}$ и $K'_{спд}$ – величина $K_{сп}$ добываемой нефти соответственно до и после капитального ремонта скважины; $K^*_{сп}$ — $K_{сп}$ нефти в цементируемом пласте.

Пример. В скв. 390 Павловской площади был зацементирован пласт "г". В результате содержание воды в продукции скважины, достигшее 19%, упало до нуля. $K_{спд}$=616, $K'_{спд}$=396.

$K_{сп}$ нефти в пласте "г" ($K^*_{сп}$) равен 964. Отсюда

$$\overline{q} = \frac{616 - 396}{964 - 396} = 0{,}39 ,$$

т.е. до цементирования относительный дебит пласта "г" составил 39% от дебита скважины, что ставит под сомнение целесообразность проведенных работ.

Для многопластовых залежей имеет место одна общая закономерность: в фиксированной в плане точке (скважине) $K_{сп}$ нефти в пласте, расположенном ниже, имеет большую величину по сравнению с $K_{сп}$ нефти в пласте, расположенном выше. Эта закономерность позволяет решать задачи даже в тех случаях, когда точное значение $K_{сп}$ нефти в каждом из пластов неизвестно:

– выявление линз коллекторов, не охваченных закачкой;

- выявление перетоков нефти по затрубному пространству;

- выявление пласта, обводнившегося водой при ее движении вдоль напластования.

Пример. На рис. 3.19. показана динамика обводнения продукции и изменения $K_{сп}$ добываемой нефти во времени по скважинам NN 351 и 381 Бавлинского месторождения. В обеих скважинах период наиболее интенсивного обводнения сопровождается резким уменьшением $K_{сп}$ добываемой нефти, что объясняется обводнением нижнего из двух пластов, работающих в названных скважинах.

В многопластовой залежи, находящейся в разработке, распределение динамического пластового давления в пластах является различным. Как следствие, всякое изменение режима работы скважины приводит к перераспределению относительного дебита пласта и, соответственно, к изменению $K_{сп}$ добываемой нефти в том или ином направлении. Характер изменения $K_{сп}$ добываемой нефти позволяет делать выводы качественного характера об относительных изменениях и в работе пластов (табл. 3.3.).

Таблица 3.3.

NN скв.	Дата	Штуцер, мм	Дебит, $м^3$/сут	$K_{сп}$	Перфорированные пласты	Заключение по $K_{сп}$
40	26.09.61	7		367	а,б,в,г	Увеличился относительный дебит пласта "г"
	26.09.61	10		378		
	27.09.61	13		410		
3295	21.09.61	9		627	$а+б_1$,вв	Увеличился относительный дебит пласта "$а+б_1$"
	18.09.61	15		581		
	19.09.61	17		536		

1	2	3	4	5	6	7
1189	2.09.80	6,5	42	543	$a_1, б_1+б_2$	Уменьшился относительный дебит пласта "$б_1+б_2$"
	9.09.80	4	28	474		
1178	7.09.81	6,3	29	419	$a, б_1, б_2$	Увеличился относительный дебит пласта

Моделирование процесса разработки залежи с изменением режима работы отдельных скважин, где $К_{сп}$ добываемой нефти и дебит являются выходными контролирующими параметрами, будет способствовать оценке механизма взаимодействия пластов и скважин.

Положительной стороной метода фотоколориметрии добываемых нефтей является небольшая стоимость исследований и возможность охвата ими всех действующих скважин. Массовое применение фотоколориметрии позволяет рациональнее использовать более дорогостоящие методы исследования скважин (дебитометрия, гидродинамические и геофизические методы). Поскольку изменение $К_{сп}$ добываемой нефти может быть обусловлено разными причинами, то при интерпретации данных исследований следует учитывать конкретные геолого-промысловые особенности эксплуатации как отдельных скважин и пластов, так и залежи в целом.

3.2.7. Расходометрия.

При контроле разработки нефтяных месторождений применяются две модификации потокометрического метода исследования скважин: гидродинамическая и термокондуктивная расходометрия.

Данные потокометрических исследований скважин используются

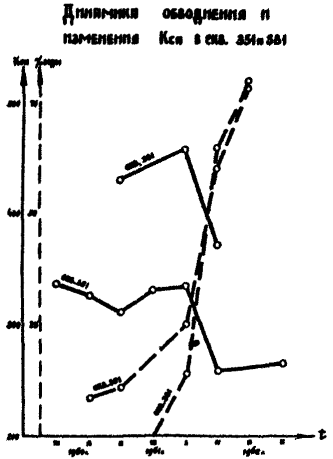


Рис. 3.19. Результаты исследований по скважинам во времени.

для решения следующих задач:

- выделение интервалов притока или приемистости в скважинах;

- выявление перетока между перфорированными пластами по стволу скважины;

- распределение общего (суммарного) дебита или расхода по отдельным продуктивным пластам;

- получение профиля притока или приемистости продуктивного пласта.

На практике при исследовании скважин гидродинамической расходометрией применяются расходомеры с датчиками турбинного типа - свободно вращающейся или заторможенной турбинки (табл. 3.4.). Скорость вращения турбинки или угол поворота заторможенной турбинки пропорциональна объемному расходу жидкости.

К расходомерам, используемым для исследования эксплуатационных и нагнетательных скважин с целью контроля разработки нефтяных месторождений, предъявляются следующие основные требования:

- коэффициент нелинейности градуировочной характеристики в рабочем диапазоне дебитов (расходов) не должен превышать 3%;

- динамический диапазон расходомера (отношение максимального измеряемого дебита к минимальному) должен быть не менее 10 - для пакерных приборов и 50 - для беспакерных приборов;

- нижний предел измерения пакерных приборов не должен превышать 5 $м^3$/сут, для беспакерных приборов (приборов, снабженных центраторами) - 20 $м^3$/сутки;

- допустимая погрешность измерений не должна превышать 5%;

Расходомеры скважинные

Таблица 3.4

№ п/п	Наименование приборов	Шифр	Диапазон измерений, м куб./час			Погрешность измерения, %	Максимальное рабочее давление, МПа	Габариты		Максимальная рабочая температура, град С
			При полной пакеровке	При частичной пакеровке	Без пакера			Длина мм	Диаметр мм	
1	Преобразователь расхода	"Кобра" ЭКРМ	0.203-3.3	до 14.5	-	4.0;8.0	0.30	1350	36	70
2	Преобразователь расхода нагнетания скважин	"Кобра" ЭКРМ	0.208-2.5	до 14.5	-	4.0;8.0	0.30	1900	36	70
3	Расходомеры скважинные	РМ-2Б РМ-2В	0.15-1.5	0.6-6.0	-	5.0	25	1440	26	80
4	Расходомер-влагомер	ДВ-2В	0.15-1.5	0.6-6.0	-	5.0	25	1960	26	80
5	Расходомер скважин	РГТ-1Л	0.42-10	0.3-100	-	5.0	35	1700	42	100
6	Расходомер глубинный дистанционный	РГД-4	-	-	При измерении в колонне: 146мм-0-100 168мм-0-100	5.0	70	900	42	100
7	Расходомер глубинный дистанционный	РГД-5	1025-40	-	4-100	2.5;5.0	70	1100	с пакером 140 без пакера 80	120
8	Расходомер термокондуктивный скважин	СТД-2 СТД-4	-	-	0.024-0.3	3.0	3.5 3.5	540 540	36 36	80
9	Расходомер-термометр скважин	ТРД-2	-	-	0.042-0.3	2.0	60	1200	36	120
10	Расходомер-термометр скважин	Т-4	-	-	0.024-70	1.0	60	1770	36	120
11	Расходомер скважин	РГД-2В	0.21-2.1	0.21-3.7	42-125	5.0	3.5	1800	42	70
12	Преобразователь расхода скважин (со счетным сопротивлением)	РД-150/60	-	-	5-100 8-100 10-100 12-100	4	70	1300	42 36 32 28	150

– коэффициент пакеровки прибора при неизменном внутреннем диаметре колонны должен быть не менее 0,5 и стабильным с погрешностью 5%;

– амплитуда полезного сигнала должна превышать уровень помех не менее, чем в 5 раз.

Стабильность характеристик прибора и их соответствие градуировочному графику контролируется в промысловых условиях по результатам сопоставления суммарных дебитов (расходов) скважин, определенным по данным расходомера и в замерном устройстве на поверхности. Расхождение между ними не должно быть более 20%. Дебит (расход) скважины, измеренный на поверхности, должен быть приведен к забойным условиям и погрешность его определения не должна превышать 10%.

Программа работ для установления распределения суммарного дебита по пластам предусматривает точечные измерения и запись непрерывной кривой (рис. 3.20.).

Для определения нарушения герметичности колонны записывается непрерывная диаграмма в неперфорированных интервалах. На участках изменения дебита проводят измерения по точкам.

Исследования в эксплуатационных и нагнетательных скважинах проводятся при установившемся режиме работы скважины в надлежащем техническом состоянии скважины (отсутствии затрубной циркуляции между пластами и притоков флюида в скважину вне интервалов перфорации, обусловленных негерметичностью обсадной колонны).

Обработка диаграмм с целью выделения интервалов притока (приемистости) и количественной оценки распределения общего

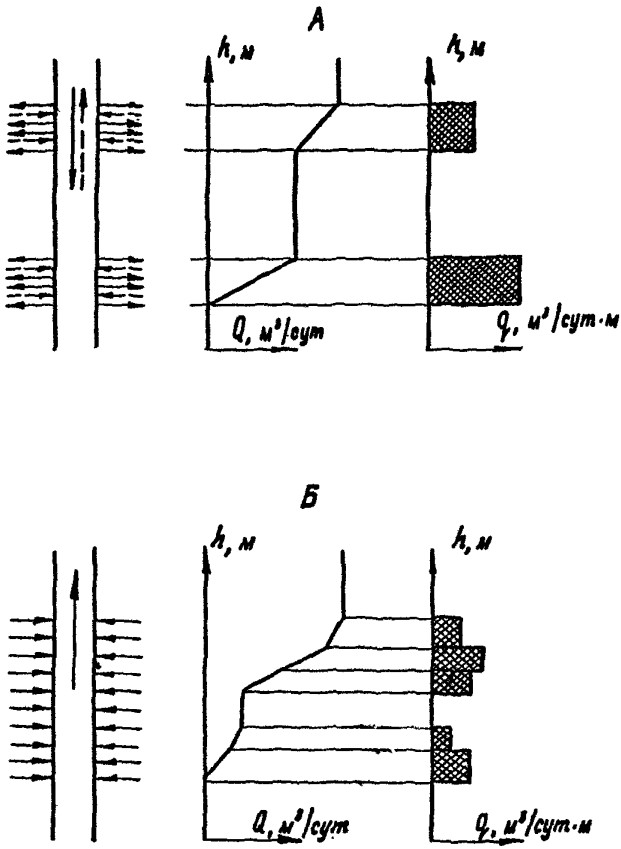


Рис. 3.20. Расходограмма распределения расхода (дебита) по пластам А и по отдельным участкам пласта Б добывающей (нагнетательной) скважины.

(суммарного) дебита (расхода) по отдельным пластам и пропласткам включает в себя:

- обработку непрерывной диаграммы с целью разметки глубин и нанесения масштаба записи показаний (непрерывные диаграммы количественной интерпретации не подлежат);

- построение по данным точечных измерений интервальной дебитограммы, характеризующей изменение дебита (расхода по всему интервалу притока (приемистости), и дифференциальной дебитограммы, показывающей величину притока (приемистости), приходящуюся на единицу толщины пласта.

В скважинах, дающих чистую нефть или только воду, результаты измерения дебитомером являются достаточными для установления места притока жидкости в скважину и характера насыщения соответствующих интервалов в случае, когда нет затрубной циркуляции, прорыва нагнетаемых вод, целостность обсадной колонны установлена. В скважинах, дающих нефть с водой исследования расходомерами не решают задачу по разделению на нефте- и водоотдающие интервалы, для этих целей должен применяться более расширенный комплекс геофизических методов. Эффективность использования расходометрии при исследовании скважин зависит от ее технического состояния в интервале перфорации. Расходограммы, полученные в скважинах, где продуктивный интервал был вскрыт перфораторами ПК-103, легко интерпретируются в интервалах перфорации - по ним можно построить профили отдачи или приемистости по всему отдающему или принимающему интервалу при условии целостности цементного камня за колонной. Однако, на ряде нефтяных месторождений перфорация

выполнена ленточными кумулятивными перфораторами, которые разрывают или деформируют колонну (рис. 3.21.). При снятии профилей притока или поглощения в таких скважинах, как правило, наблюдается значительный разброс показаний расходомера и построить профиль отдачи или приемистости продуктивного интервала по этим данным нельзя. Поэтому в таких скважинах замеры проводятся в точках (перемычках), где показания расходомеров при постоянном коэффициенте пакеровки стабильны. Контроль за выработкой пласта предусматривает учет объема закачиваемой и добываемой жидкости из него, а также поинтервальное распределение отдачи и приемистости по мощности перфорированного интервала на количественном уровне.

В ряде работ [23] показана возможность количественного изменения дебита (расхода) скважин серийными глубинными расходомерами при условии тарировки их в производственных условиях в процессе эксплуатации.

В ряде случаев при потокометрических исследованиях скважин применяется термокондуктивная расходометрия.

Термокондуктивный расходомер представляет собой один из видов термоанемометра (термокондуктивный анемометр), работающего 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 либо по измерениям приращения сопротивления датчика ΔK (прибор типа СТД), либо по измерениям

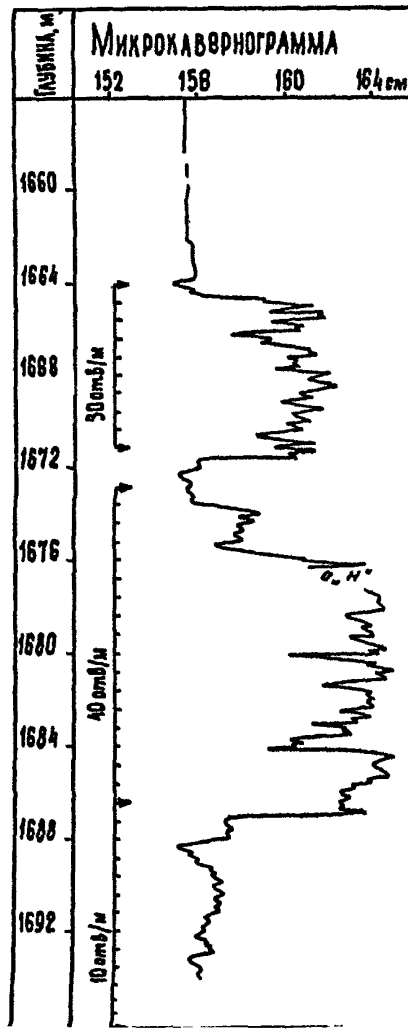


Рис. 3.21. Изменение диаметра обсадной колонны в результате бескорпусной перфорации.

приращения частоты Δf, когда датчик включен в частотно-зависимую схему (прибор типа ТЭД-2, Т4).

Однако, наряду со скоростью потока на показания термокондуктивных расходомеров влияют факторы (теплофизические свойства среды, режим течения, геометрия обтекания датчика потоком и т.д.), которые не могут быть учтены при интерпретации полученных результатов. Это обстоятельство не позволяет использовать данные этих расходомеров для получения количественной информации и дебитах отдельных интервалов в случае многофазного потока. Поэтому при исследовании добывающих скважин они применяются в качестве индикаторов притока, позволяющих выделить работающие интервалы без их количественной оценки.

К достоинствам термокондуктивных расходомеров следует отнести: высокую чувственность в диапазоне низких (менее 1 $м^3$/сут) и средних дебитов, что позволяет выделить притоки жидкости, не фиксируемые гидродинамическими расходомерами, простота конструкции, что повышает его эксплуатационные качества; возможность создания приборов малого диаметра (до 16-20 мм).

Данные термокондуктивной расходометрии используются для решения следующих задач:

- выделение интервалов притока или приемистости, а также выявление мест негерметичности обсадной колонны при исследовании действующих скважин;

- выявление перетоков между перфорированными пластами при исследовании остановленных скважин;

- установление положения искусственного забоя;

- оценка типа среды, заполняющей рабочий интервал;

- установление глубины спуска НКТ на приеме насосных скважин (когда нефте-водораздел выше приема насоса).

К недостаткам термокондуктивных расходомеров следует отнести влияние на их показания близко расположенного к точкам замера зумпфа, забоя скважины. При исследовании таких скважин возможна неоднозначность в определении нижней границы работающего интервала. В непосредственной близости от забоя (точки отрыва прибора) диаграмма имеет форму, аналогичную форме, соответствующей отдающему интервалу. Такая форма диаграммы объясняется резким изменением (снижением) сопротивления датчика из-за его охлаждения, происходящего при сдвиге прибора. После того, как прибор оторвался от забоя, подобные явления не имеют места. Поэтому в этих случаях для контроля необходимо кроме записи "снизу-вверх", проводить запись "сверху-вниз". При исследовании скважин при давлении ниже давления насыщения по данным плотномера наблюдаются два характерных интервала: первый характеризуется наличием "застойной" воды (среда гидрофильная), второй -интенсивным выносом "застойной" воды за счет радиального притока нефти (среда становится гидрофобной). При движении прибора от первого ко второму интервалу за счет нарастания непосредственного контакта нефти или газа с датчиком СТД, происходит резкий рост измеряемого сигнала на границе вода-нефть (нефть имеет низкий коэффициент теплопроводности), вызывая тем самым переход диаграмм СТД из одной формы в другую и границы работающего (особенно верхнего) интервала однозначно выделить нельзя. Поэтому данные СТД по таким скважинам

могут быть использованы только для ответа работает или не работает интервал без выделения его границ.

Учитывая особенности и преимущества каждого из рассмотренных расходомеров можно сделать вывод о необходимости их комплексного применения, как гидродинамического, позволяющего получить количественную оценку притоков из отдельных перфорированных пластов и в целом из пласта, так и термокондуктивного, обладающего высокой чувствительностью при низких дебитах, там где существующие гидродинамические расходомеры не дают необходимой информации. В качестве основного типа дебитомера в комплексе измерений для выявления интервалов обводнения пластов должен использоваться расходомер с количественной оценкой дебита из отдельных пропластков и пластов в целом. На рис. 3.22. приведен пример исследований расходомерами типа СТД и РГД, показывающий необходимость совместного их применения.

По данным РГД два нижних перфорированных интервала отмечаются как неработающие, в то же время четко отмечает работу этих интервалов прибор СТД.

Таким образом, только комплексное применение двух типов расходомеров позволило оценить эксплуатационную характеристику разрабатываемого пласта.

3.3. Различные контрольные операции.

3.3.1. Исследование скважин с целью выбора оптимального режима работы технологического оборудования.

С этой целью проводится изучение структуры газонефтяной смеси

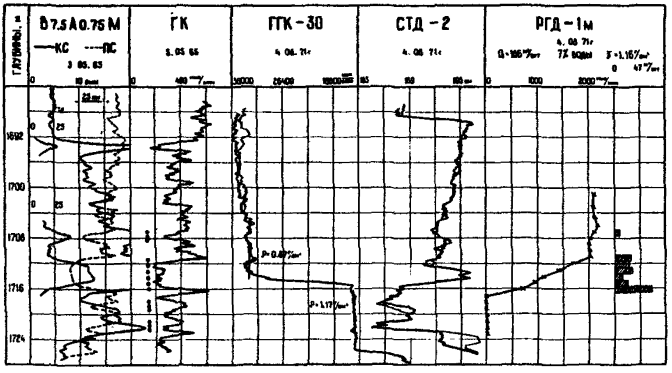


Рис. 3.22. Результаты исследования расходомерами типа СТД и РГД фонтанной скважины № 6082 Лениногорской площади.

в межтрубном пространстве - между насосно-компрессорными трубками (НКТ), на которых подвешиваются глубинные насосы, и обсадной колонной.

Определяется положение динамических и статических (в остановленной скважине) уровней, положение газонефтяного раздела, жидкостных пробок, участков пенообразования, интенсивного отложения парафина. Эти данные обусловливают высоту подвески насоса, выбор его типа в зависимости от производительности, мероприятия по очистке кольцевого пространства.

При эксплуатации скважин погружными центробежными электронасосами (ЭЦН) исследование структуры смеси в межтрубном пространстве проводится с помощью радиометрических исследований (нейтронных НГМ, ННМ или по рассеянному гамма-излучению - ГГМ путем спуска прибора в НКТ). НГМ и ННМ позволяет выделять уровень по различному содержанию ядер водорода в единице объема жидкости и газа, а различие этих сред по плотности влияет на показания ГГМ.

Измерения проводят приборами радиоактивного каротажа (типа РКМ), в которых в зависимости от выбранного метода исследований устанавливают индикатор нейтронов или гамма-излучения.

Обычно исследование скважины включает последовательную регистрацию 3-4 диаграмм, по которым четко прослеживается перемещение уровня жидкости во времени (рис. 3.23.).

В настоящее время наиболее широко применяется метод регистрации рассеянного гамма-излучения, позволяющий более детально изучать состав среды в межтрубном пространстве.

При исследовании скважин с целью контроля за установкой

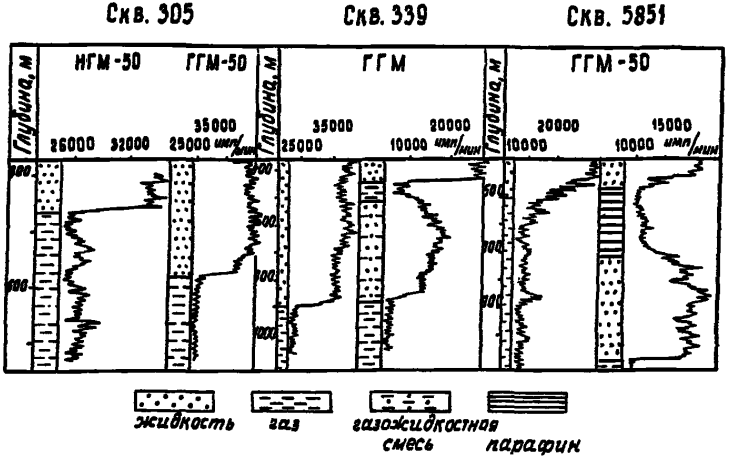


Рис. 3.23. Определение по диаграммам радиометрии положения уровня жидкости в межтрубном пространстве.

глубинных насосов определяется: глубина установки пакерующих устройств, применяющихся для повышения надежности изоляции заколонного пространства, разобщения пластов при раздельной эксплуатации, проведения изоляционных работ и т.д.; глубина спуска насоса, НКТ; положение муфты гидроперфоратора при гидропескоструйной перфорации.

Контроль за установкой глубинного оборудования осуществляется с помощью радиометрических исследований методами НГМ, ННМ и ГГМ.

3.3.2. Определение толщины парафиновых отложений в межтрубном пространстве.

В процессе эксплуатации скважин имеются случаи отложения 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.

Наиболее точными методами для определения толщины парафиновых отложений являются замеры плотности надтепловых нейтронов (ННМ-НТ) и вторичного гамма-излучения (НГМ).

Градуировочная прямая для определения толщины парафиновых отложений строится по двум значениям, которые отсчитываются по диаграммам в интервале, расположенном ниже зоны отложения парафина (рис. 3.24.). Первое значение соответствует интенсивности излучения, когда межтрубное пространство заполнено нефтью или

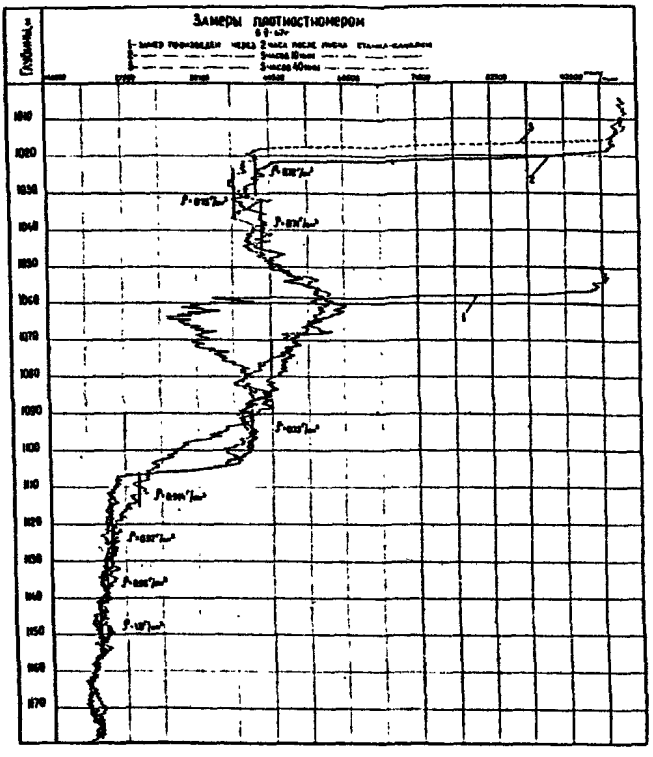


Рис. 3.24. Результаты исследования скважины № 163 Туймазинской площади с целью определения состава смеси в межтрубном пространстве.

водой; второе - интенсивности излучения в том же интервале после снижения уровня жидкости в межтрубном пространстве.

Выше по стволу скважины уменьшение рассматриваемой разности показаний будет связано с образованием парафиновых отложений в межтрубном пространстве, толщина которых определяется по градуировочной прямой путем линейной интерпретации. Точность определения толщины парафиновых отложений - 1 мм.

3.3.3. Определение чистоты призабойной зоны скважины.

В эксплуатационных скважинах в процессе работы, как правило, наблюдается накопление осадка в призабойной зоне. Иногда этот осадок перекрывает и часть перфорированных интервалов пласта, отключая их (рис. 3.25.). Для оценки состояния призабойной зоны скважины применяются беспакерные гамма-плотномеры, которые позволяют количественно оценить состав смеси в стволе скважины.

3.3.4. Контроль гидравлического разрыва пластов.

Эффективным и широко распространенным способом повышения проницаемости призабойной зоны пласта является гидравлический разрыв (ГРП) [29,30]. Контроль за качеством ГРТ осуществляется гидродинамическими и геофизическими методами исследований.

Геофизические методы, основанные на применении радиоактивных изотопов.

До начала работ в интервале скважины, намеченном для гидравлического разрыва, записывается кривая интенсивности естественного гамма-измерения горных пород. В процессе

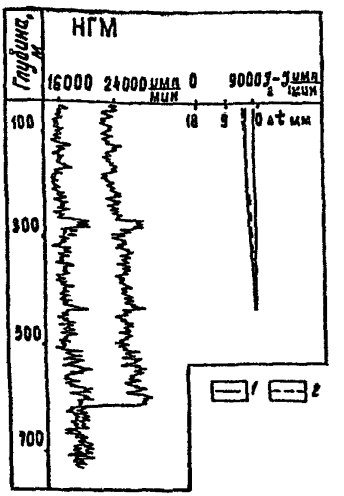


Рис. 3.25. Определение профиля парафиновых отложений по НГМ-5С

J_1 - интенсивность НГМ - межтрубное пространство заполнено глинистым раствором;

J_2 - то же, при уровне раствора в межтрубном пространстве на глубине 615 м;

Δt - толщина отложения парафина по данным:

1 - радиометрии,

2 - дифференциального измерителя диаметра труб.

гидроразрыва в образующиеся трещины вместе с закрепляющими агентами (песок) вводятся радиоактивные изотопы химических элементов. Это приводит к значительному возрастанию интенсивности гамма-излучения в зонах, где образовались трещины. После гидравлического разрыва в скважине вновь проводят измерения интенсивности гамма-излучения. Сопоставляя результаты измерений до и после гидроразрыва, можно по повышенным показаниям установить интервалы образования трещин (рис. 3.28.).

Наиболее характерный контроль ГРП с помощью меченного песка обеспечивается периодическими замерами интенсивности гамма-излучения в процессе гидроразрыва, позволяющими прослеживать перемещение меченного песка по трещине.

Если в процессе гидроразрыва наблюдается снижение гамма-активности, то она соответствует зоне образования трещины большой протяженности. Аномалии против загрязненных активированным песком интервалов скважины остаются неизменными или снижение их незначительное.

На месторождениях с относительно низкими давлениями разрыва (до 15 МПа) запись кривых ГК при контроле ГРП производят при движущемся каротажном кабеле. Для измерения интенсивности гамма-излучения используется малогабаритная аппаратура радиоактивного каротажа. Скважинный прибор радиоактивного каротажа спускается в скважину на бронированном одножильном кабеле. В месте ввода кабеля в скважину устанавливается уплотнительное устройство, которое герметизирует скважину на время создания в ней высокого давления при гидроразрыве. Запись кривых интенсивности

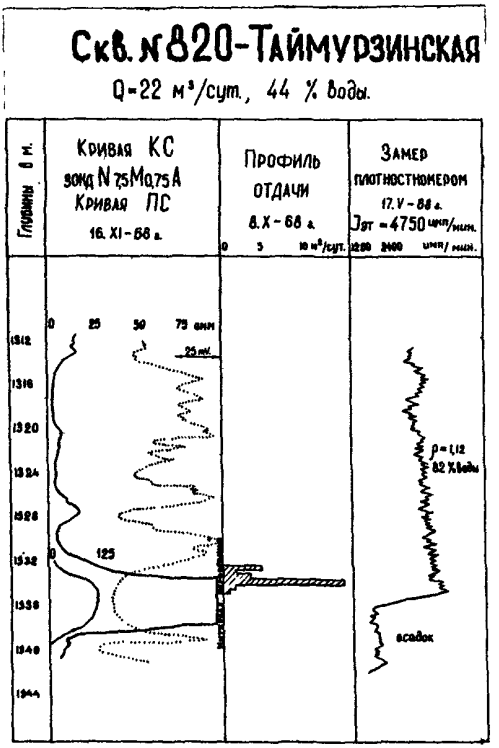


Рис. 3.26. Результаты исследования скважины №820 Таймурзинской площади с целью определения состояния призабойной зоны..

гамма-излучения (кривых ГК) осуществляется при помощи автоматических каротажных станций.

Контроль ГРП при высоких давлениях (более 15-20 МПа) производится при неподвижном приборе. Прибор имеет удлиненный составной герметичный кожух, в котором размещены гамма-каротажный прибор и миниатюрная лебедка с электродвигателем, обеспечивающие возможность перемещения этого прибора вдоль кожуха. Управление движением гамма-каротажного прибора осуществляется с наземного пульта управления.

Длина герметичного кожуха может быть взята различной, исходя из можности интервала скважины, запланированного для гидроразрыва.

К гидродинамическим методам контроля ГРП относятся расходометрия, метод закачки жидкостей с различной фильтрационной способностью и метод, основанный на определении коэффициента светопоглощения нефти.

При контроле результатов ГРП при помощи расходометрии в скважине против продуктивного интервала до и после гидроразрыва снимают профиль отдачи или приемистости. Поскольку с появлением трещины проницаемость резко возрастает, то по изменению профиля отдачи или проницаемости можно установить мета образования трещин и их относительную эффективность. Для установления местоположения образовавшихся при гидроразрыве трещин нужно быть уверенным, что в скважине отсутствует затрубное движение жидкости.

Метод контроля ГРП с помощью закачки жидкостей с различной фильтрационной способностью заключается в следующем. После окончания ГРП ствол скважины от забоя и выше (включая интервал,

подвергшийся обработке) заполняют вязкой жидкостью. В качестве такой жидкости можно использовать сульфит-спиртовую барду, загущенную поваренной солью. Затем в скважину закачивается подвижная жидкость (вода) и с помощью резистивиметра устанавливается граница раздела двух жидкостей.

Местоположение трещин в пластах с водонефтяным контрактом можно определять по коэффициенту светопоглощения нефти, извлекаемой из пласта до и после гидроразрыва.

Известно, что по мере приближения к водонефтяному контракту коэффициент светопоглощения нефти значительно увеличивается. Если коэффициент светопоглощения нефти после гидроразрыва увеличился, то можно предполагать , что разрыв пласта произошел в нижней части вскрытой зоны пласта (ближе к водонефтяному контакту).

Термометрический метод контроля ГРП заключается в следующем.

Перед началом работ в скважине проводятся измерения термометром. В процессе ГРП в скважину нагнетается вода с температурой, отличной от пластовой , в результате чего на повторной термограмме после гидроразрыва будут отмечены интервалы поступления воды. Этот метод в связи с освоением высокочувствительных термометров в ближайшее время должен найти широкое распространение [30].

ЛИТЕРАТУРА

1. Шимилевич Ю.С., Кантор С.А., Школьников А.С. и др. Физические основы импульсных нейтронных методов исследовния скважин. М. Недра., 1976 г.

2. Дворкин И.Л., Орлинский Б.М., Плохотников А.Н. Радиоактивный каротаж нефтяных скважин в процессе фонтанирования. "Нефтяное хозяйство", 1960, N 8, с.19-26.

3. Орлинский Б.М. "Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами", М., Недра, 1977 г.

4. Технология промыслово-геофизических исследований при капитальном ремонте скважин. РД 39-1-1190-84.

5. Орлинский Б.М., Арбузов В.М. Контроль за обводнением продуктивных пластов методами промыловой геофизики. М., Недра, 1971 г.

6. Анисимов В.С., Бланков Е.Б., Воронков Л.Н., Хуснуллин М.Х., Кириленко Ф.А. Применение ИННК и ГК при геофизическом контроле за разработкой нефтяных месторождений Татарии. Яд.геоф.методы. Из-во Наука, Новосибирск, 1972 г.

7. Хуснуллин М.Х., Воронков Л.Н., Хадабуда и др. Оценка достоверности определения параметров выработки пластов геофизическими методами. Нефтяное хоз-во, 1986, N7, с.30-34.

8. Воронков Л.И. Кислородный нейтронно-активационный метод определения заколонных перетоков воды в эксплуатационных скважинах. "Нефтегазовая геология и геофизика", 1975, N2.

9. Абрукин А.Л., Олегов Д.О. Электронный прибор для дистанционного измерения профиля притока фонтанирующих скважин с раздельным измерением дебитов воды и нефти. Труды ВНИИнефть. "Техника добычи нефти", вып.1, Недра, 1967.

10. Габдуллин Т.Г. Лукьянов Е.П. "Применение глубинной дистанционной аппаратуры в нефтедобывающей промышленности Татарии". Казань, 1968 г.

11. Габдуллин Т.Г. "Оперативное исследование скважин", М., Недра, 1981 г.

12. Петров А.И. Глубинные приборы для исследования скважин. М., Недра, 1980, с.224.

13. Дворецкий В.Г. Санто К.А. Труфанов В.В. Индукционный резистивиметр ИР-1. Геофизическая аппаратура, 1972, вып.50.

14. Труфанов В.В. Берштейн Д.А. Галявич А.Ш. Прибор для определения плотности жидкости в действующих скважинах "Геофизическая аппаратура", вып.32, Л., недра, 1967, 97-105 с. с ил.

15. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. М., Недра, 1978, 256 с. с ил.

16. Гулин Ю.А. Гамма-гамма метод исследования нефтяных скважин. М., Недра, 1975, 160 с.

17. Гулин Ю.А. Берштейн Д.А. Прямов П.А. Рябов Б.М. Акустические и радиометрические методы определения качества цементирования нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1971 г., 110 с.

18. Гразелова К.Л. Разработка методов исследования скважин с помощью шумометрии. Кандидатская диссертация. М., МИНГ, 1980 г.

19. Бажанов А.И. Шариков Р.А. Васюнцов В.Д. Использование шумометрии при контроле за разработкой нефтяных месторождений. Нефтяное хозво, N3, М., 1986, с.45-47.

20. Руководство по применению акустических и радиометрических методов контроля качества цементирования нефтяных и газовых скважин. Уфа, 1979, 110 с.

21. Прямов П. А. Применение акустического цементомера для контроля качества цементирования обсадных труб в газовых скважинах. Сб. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, 1968, N9.

22. Гуфранов М. Г. и др. Изучение формирования цемента акустическим цементомером АКЦ-1. Труды Зап. Сиб. НИГНИ, вып. 38.

23. Бикбулатов Б. М. Бровин Б. З. Габдуллин Т. Г. и др. Экспериментальная оценка характеристик объемных расходомеров, используемых для исследования высокодебитных скважин. Нефтепромысловая геофизика, труды ВНИИнефтепромгеофизики. Уфа, вып. 6, с. 95-101.

24. Бродский П. А. Фионов А. И. Тальнов В. В. Опробование пластов приборами на кабеле. М., "Недра", 1974 г.

25. Кошляк В. А. Фионов А. И. Козяр В. Ф. Изучение геофизическими методами нефтяных месторождений на поздней стадии разработки. М., "Недра", 1983 г.

26. Орлинский Б. М. Муслимов Р. Х. Базит В. Ф. О выделении коллекторов, заводняемых пресной закачиваемой водой. - В кн.: Вопросы интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи, нефтяных месторождений Татарии. Казань, Таткнигоиздат, 1972 г., с. 356-361.

27. Рябов Б. М. Парфенов А. И. Опыт выделения интервалов негерметичности обсадных колонн промыслово-геофизическими методами. ЭИ Бурение, 1986, вып. 11, с. 24-26.

28. Кошляк В. А. К вопросу оценки текущей и остаточной нефтенасыщенности продуктивных пластов длительно разрабатываемых залежей. "Нефтегазовая геология и геофизика", ВНИИОЭНГ, 1979 г., N9.

29. Бедчер А. З. Определение местоположения трещин после гидроразрыва в тонкочередующихся коллекторах при помощи электротермометра. "Нефтяное хоз-во", N12, 1960 г.

30. Моленкова И. Г. Способ определения местоположения трещин ГРП. Авторское свидетельство N133022. Бюллетень изобретений, N21, 1960.

31. Паршин Ю. А.
Куравин Ф. М.
Рябов Б. М. Оценка герметичности обсадных колонн при капитальном ремонте в скважинах месторождения Узень. *Тр. ВНИИнефтепромгеофизики, Уфа, 1981, вып. 11,* с. 77-81.

4. Лабораторные исследования фильтрационных характеристик продуктивного коллектора и физико-химических свойств нефти и газа.

4.1. Контроль за изменением физико-химических свойств добываемых жидкостей и газа в пластовых и поверхностных условиях.

Для рационального контроля за изменением физико-химических свойств пластовой нефти необходимо располагать, по возможности, исчерпывающей информацией о начальных свойствах пластовых флюидов, которая должна быть получена в период разбуривания до начала разработки месторождения, когда еще не нарушены начальное термобарическое состояние и компонентный состав исходной нефти.

В процессе разработки нефтяных месторождений в результате изменения пластовых давлений, температур и внедрения в залежи вытесняющих агентов, отличающихся от пластовых флюидов по физико-химическим свойствам, нарушается термодинамическое равновесие пластовой системы. Эти изменения отражаются на свойствах добываемой нефти, газа и попутной воды: изменяются 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. В связи с этим контроль за изменением свойств пластовых флюидов является важной составной частью контроля разработки месторождений, подтверждающей или опровергающей правильность реализации утвержденной технологической схемы режима разработки месторождения, составленной на основании

данных о первоначальных характеристиках пластовой нефти.

4.1.1. Технология отбора глубинных проб.

Объектом исследования пластовой нефти является глубинная проба или специально приготовленная рекомбинированная проба. Глубинные пробы отбираются с помощью специальных пробоотборников в непосредственной близости притока нефти в зоне ее однофазного состояния при забойном давлении выше давления насыщения. Глубинные пробы могут быть отобраны и из двухфазного газонефтяного притока без изменения существующего режима работы скважины, если это необходимо для контроля за процессом разработки. Рекомбинированная проба приготавливается из образцов нефти и газа, отобранных на устье скважины или в сепарационных установках, и по своим свойствам и компонентному составу должна максимально приближаться к пластовой нефти.

Для отбора образцов пластовой нефти применяется поршневой, проточный и смешанный тип глубинных пробоотборников.

Предпочтительными являются поршневые пробоотборники, опускаемые в скважину с закрытым клапаном, который открывается после того, как прибор достигает заданной глубины.

Для тех случаев, когда в скважину поступает обводненная продукция, во ВНИИ разработан специальный тип пробоотборника - сегрегационный СГП, который выпускался Бугульминским заводом "Нефтегазавтоматика". На рис. 4.1. показан принцип отбора нефти в двухфазном водонефтяном потоке (черные кружки-глобулы всплывающей нефти в водяном стволе, заполняющем скважину): а) пробоотборник

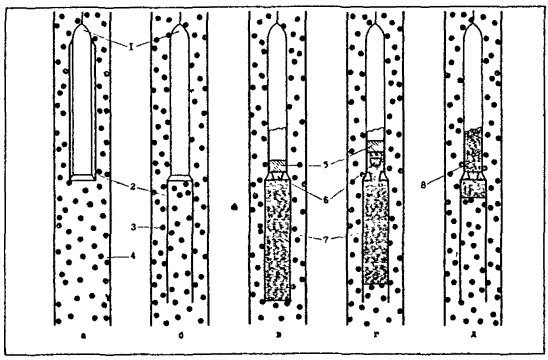


Рис. 4.I. Стадии отбора нефтяной пробы в обводненной скважине.

I – пробоотборник, 2 – сегрегатор, 3 – глобула нефти, 4 – вода, 5 – поршень, 6 – клапан, 7 – проба нефти в сегрегаторе, 8 – проба нефти в приемной камере пробоотборника.

заключен в сегрегатор; б) момент сбрасывания сегрегатора; в) заполнение сегрегатора нефтью в результате гравитационного разделения водонефтяного потока; г) открытие приемной камеры пробоотборника и поступление сегрегированной нефти в приемную камеру; д) герметизация приемной камеры с пробой нефти.

Пробы, предназначенные для дальней перевозки и длительного хранения, помещают в контейнеры. Существуют непроточные и проточные контейнеры.

Непроточные контейнеры снабжены разделительным поршнем, препятствующим 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 и перемешиванием. Признаком однофазного состояния является стабильность давления при перемешивании. Растворение твердой фазы достигается термостатированием пробы при температуре не ниже 70°С, перемешиванием и повышением давления.

Поршневые пробоотборники системы ВНИИ (марки ВПП-300 и ПГП-500), находящиеся в эксплуатации до настоящего времени, допускают транспортировку глубинных проб от скважины до лаборатории непосредственно в приемных камерах пробоотборников, а также длительное хранение отобранных проб в камерах.

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 нефти, различающиеся по физико-химическим показателям.

4.1.2. Оценка времени подхода к скважине представительной нефти.

В однородном пласте вокруг скважины, работающей с забойным давлением $P_З$ ниже давления насыщения P_s (при условии, что давление на контуре питания $P_к$ продолжает оставаться выше давления насыщения) образуются две депрессионные области: область двухфазного состояния нефти в перепадом давления $P_s > P_З$; область однофазного состояния нефти с перепадом давления $P_к > P_s$.

Если повысить забойное давление до величины, большей $P_н$, и извлечь из пласта весь объем двухфазной нефти, ограниченной изобарой P_s, то к скважине подойдет представительная нефть.

Необходимое для этого время оценивается соотношением:

$$T = \frac{\pi \cdot h \cdot K_п \cdot \sigma^2 \cdot \rho_н}{q} e^{-4\pi\varepsilon \frac{P_к - P_З}{q_o} \cdot 10}, \quad (4.1.)$$

где: T - искомое время, сут; h - эффективная толщина пласта, м; $K_п$ - пористость, д.ед.; σ - расстояние от центра скважины до контура питания (половина расстояния между скважинами), м; $\rho_н$ - нефтенасыщенность пласта, доли единицы; q - дебит скважины в пластовых условиях на новом режиме работы, $м^3$/сут; ε - гидропроводность, $\frac{мкм^2 \cdot см}{МПа \cdot с}$; q_o - дебит скважины в пластовых условиях при начальном режиме работы, $см^3$/с.

4.1.3. 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 одного 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.

Способ отбора проб при различных режимах работы скважины.

В скважине, совместно эксплуатирующей несколько пластов, осуществляется глубинное дебитометрирование на ряде режимов ее работы и отбирается глубинная проба нефтяной смеси, характерная 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:

- проводится дебитометрирование скважины на стольких режимах ее работы, сколько пластов подлежит изучению;

- на каждом режиме работы скважины отбираются глубинные пробы смеси в фонтанной колонне традиционным способом, рис. 4.2.;

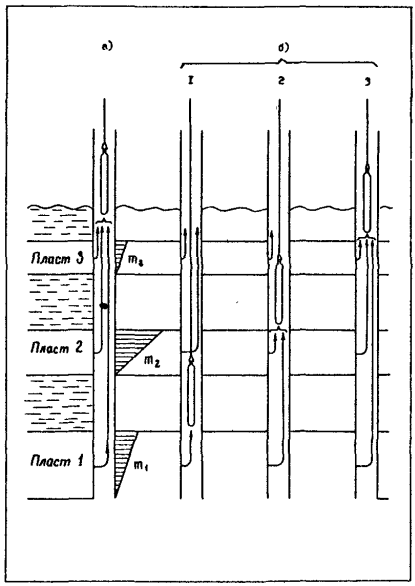


Рис. 4.2. Способы отбора глубинных проб:

а – традиционный,

б – поинтереальный.

- по данным дебитометрирования рассчитываются квоты m каждого из пластов i для каждого режима j:

$$(mi)j = \frac{(Vi)j}{(V_{общ})j}, \qquad (4.2.)$$

где: $(Vi),(V_{общ})j$ - продукция, поступающая из отдельного пласта, и общий дебит скважины соответственно при работе скважины на режиме j (пластовые объемы);

- исследуются глубинные пробы смеси, отобранные на каждом режиме работы скважины, и определяются параметры смеси (A);

- по данным о свойствах смеси и квотам пластов составляется для каждого параметра нефти система уравнений (4.3.) и рассчитываются свойства нефти в каждом из пластов.

$$\begin{aligned}
A_1 &= x_1(m_1)_1 + x_2(m_2)_1 + \ldots + x_n(m_n)_1 \\
A_2 &= x_1(m_1)_2 + x_2(m_2)_2 + \ldots + x_n(m_n)_2 \\
&\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\
&\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\
A_N &= x_1(m_1)_N + x_2(m_2)_N + \ldots + x_n(m_n)_N
\end{aligned} \qquad (4.3.)$$

где: $(m_1)_1,(m_2)_1,(m_3)_1\ldots(m_N)_1$ - рассчитанные согласно (4.2.) квоты пластов 1,2,3,...N при работе скважины на режиме 1;

$(m_1)_2,(m_2)_2,\ldots(m_n)_2$ - то же на режиме 2 и т.д.;

$A_1, A_2 \ldots A_N$ - параметры смеси при соответствующих режимах;

$x_1, x_2, x_3, \ldots x_N$ - параметры нефти в каждом из пластов.

Для решения системы вида (4.3.) необходимо, чтобы число уравнений N в системе было бы не меньше числа пластов n. Иными словами, дебитометрирование скважин должно быть проведено на стольких режимах, из скольких пластов одновременно поступает

нефть. При этом на каждом режиме должны быть отобраны глубинные пробы смеси и проведено их исследование с измерением всех необходимых параметров.

Примечание:

1) Для определения плотности сепарированной нефти в систему уравнений (4.3.) должны входить квоты, вычисленные через объемы сепарированной, а не пластовой нефти. Пересчет квот из одних значений в другие следует производить по формуле

$$(m_i)_j = \frac{(mi)_j/\ell i}{\frac{(mi)_j}{\ell_1} + \frac{(mi)_j}{\ell_2} + \cdots + \frac{(mn)_j}{\ell_n}}, \qquad (4.4.)$$

где: $(m_i)_j$ - квота i-того пласта на режиме j, выраженная через отношение объемов сепарированной нефти;

$\ell_1 \ell_2 \ell_n$ - объемные коэффициенты пластовой нефти в каждом из пластов.

Вязкость, как правило, не подчиняется принципу аддитивности, поэтому систему уравнений (4.3.) для вязкости следует использовать с большей осторожностью.

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 (рис.4.2.). 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:

- осуществляется дебитометрирование скважины на том режиме работы, при котором целесообразно производить отбор глубинных проб;

- при этом режиме производится поинтервальный отбор глубинных проб над кровлей каждого из пластов, начиная с нижнего;

- по данным дебитометрирования рассчитываются значения квот каждого из пластов по формуле (4.2.);

- исследуются глубинные пробы, отобранные над кровлей каждого из пластов, и определяются параметры нефтяных смесей;

- по данным о свойствах смесей и квотам пластов составляются уравнения и рассчитывают свойства нефти в каждом из пластов

$$x_i = \frac{A_{1+2} + \cdots + i(m_1 m_2 \cdots + mi) - A_{1+2}^{+\cdots+i}(m_1 + m_1 + \cdots + mi - 1)}{} \quad (4.5)$$

Последовательным решением уравнений вида (4.5.), составленным для всех пластов (от i=2 до i=n) и параметров нефти, получаются значения параметров в каждом из совместно работающих пластов.

Все рекомендации, относящиеся к расчету параметров пластовой нефти в отдельных пластах, могут быть в полной мере распространены и на отдельные интервалы внутри пласта. При этом надежность полученных данных зависит от степени гомогенности смеси в точке отбора проб.

В первом способе это может быть достигнуто высотой отбора проб над эксплуатационным объектом, во втором - применением специальных пакерных пробоотборников или применением мероприятий, ускоряющих процесс смешения нефтяных квот. Каждый из двух способов имеет свою область применения. При большом числе продуктивных

пластов и малых промежутках между ними целесообразно использовать первый способ, однако при малых перепадах между пластовым давлением и давлением насыщения эффективнее окажется второй; он же должен применяться и в тех случаях, когда нефтяные квоты пластов (или некоторые из них) окажутся одинаковыми при разных режимах работы скважины.

Среди параметров нефти, которые являются аддитивными, плотность нефти, плотность газа и газосодержание - наиболее, а вязкость нефти - наименее подходящие для расчета.

4.1.4. Экспресс-исследование пластовой нефти.

Экспресс-исследование пластовых нефтей позволяет в сжатые сроки произвести измерение основных параметров пластовой нефти - плотности, газосодержания, объемного коэффициента, давления насыщения, вязкости и др. в полевых условиях.

Экспресс-исследование не заменяет стационарный лабораторный метод исследования, но обладает перед ним бесспорным преимуществом - оперативностью в получении массовой информации о свойствах пластовой нефти. Такая оперативность, удваивает ценность самой информации, ибо делает ее своевременной.

Метод основан на прямом измерении параметров пластовой нефти с помощью глубинных приборов, спускаемых непосредственно в скважину, и интерпретации полученных результатов измерений. Во ВНИИ, АзНИПИнефти и некоторых других организациях созданы оригинальные приборы для указанных целей.

Комплекс приборов ВНИИ для экспресс-исследования пластовой

нефти включает:

- глубинный пикнометр для измерения плотности пластовой нефти;

- глубинный пентометр для одновременного измерения газосодержания, объемного коэффициента, плотности пластовой нефти и плотности ее газовой и жидкой составляющих;

- глубинный сатуриметр для измерения давления насыщения пластовой нефти;

- глубинный вискозиметр для измерения вязкости пластовой нефти;

- глубинный экспансиметр для измерения коэффициента объемной упругости пластовой нефти.

Управление работой всех приборов в скважине осуществляется по заданной программе с помощью автономной системы управления - пьезопривода - гидравлического силового реле времени, работающего под действием давления в скважине. С помощью этих приборов могут быть измерены указанные выше основные параметры пластовой нефти на момент исследования.

Глубинный пентометр, сохраняя неизменным основной принцип измерения объемного коэффициента и плотности (разделение пластовой нефти на составляющие фазы), исключает необходимость проведения самого времяемкого элемента измерения - терио- и прессостатирования.

Плотность, газосодержание, объемный коэффициент пластовой нефти, плотности сепарированной нефти и газа связаны между собой следующим соотношением: $\rho_{пл} \cdot \delta = \rho_c + \Gamma \cdot \rho_г$, (4.6.)

где: $\rho_{пл}, \rho_c, \rho_г$ - плотность соответственно пластовой и сепарированной нефти, г/см^3 и газа, г/л; г - газосодержание см^3/см^3; $б$ - объемный коэффициент.

Прибор состоит из пьезопривода, связанного со специальной двухпоршневой капсулой известного объема. В скважине на заданной глубине пьезопровод приводит в действие систему поршней капсулы таким образом, что в последней оказывается герметично изолированный, строго определенный объем пластовой нефти при пластовом давлении и температуре. Капсула извлекается из прибора, устанавливается в специальную обойму и при выпуске из нее нефти, проводятся соответствующие замеры. На рис. 4.3., в качестве примера, показан принцип обработки заполненной капсулы пентометра. В результате становятся известными: масса пластовой нефти (G_2-G_1),г; количество выделившегося из нефти газа, приведенного к стандартным условиям $(V_п)$, см^3; масса сепарированной нефти (g_2-g_1), г; плотность сепарированной нефти (ρ_c), г/см^3(определяется денсиметром после выпуска нефти из капсулы). Эти данные позволяют рассчитать параметры пластовой нефти:

$$\rho_{пл}=\frac{G_2-G_1}{V_т}, \qquad (4.7.)$$

$$Г=\frac{V_п}{(g_2-g_1)+(G_2-G_1)}, \qquad (4.8.)$$

$$б=\frac{V_т\cdot\rho_c}{(g_2-g_1)+(G_2-G_1)}, \qquad (4.9.)$$

$$\rho_г=\frac{(G_2-G_1)-(g_2-g_1)}{V_п}, \qquad (4.10.)$$

где: $\rho_{пл}$, г/см^3 - плотность пластовой нефти;

$V_т$ - объем капсулы при пластовой температуре (паспортные данные прибора);

Г, см^3/г - газосодержание;

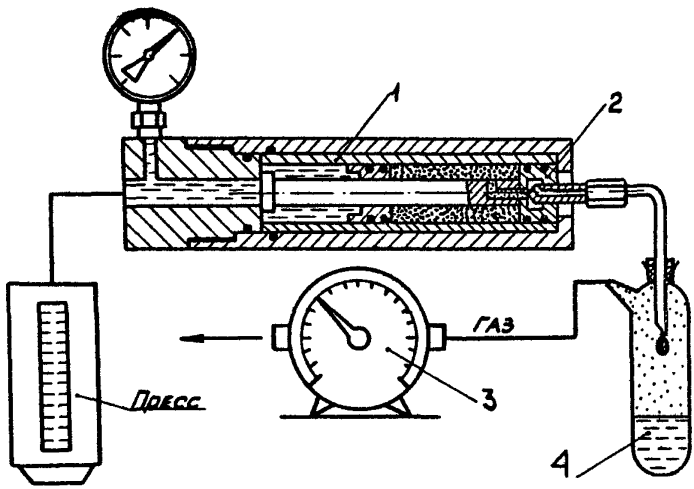


Рис. 4.3. Глубинный пентометр - обработка пентометрической капсулы.
I - капсула, 2 - поршень, 3 - газомер, 4 - сепаратор.

β, безразм. - объемный коэффициент;

$\rho_г$, г/см^3 - плотность выделившегося газа.

Размерности даны в соответствии с измеряемыми в эксперименте величинами. В окончательных результатах они должны быть представлены в единицах СИ.

4.1.5. Лабораторные исследования пластовой нефти на стационарной аппаратуре.

Основным элементом аппаратуры для исследований свойств пластовой нефти является сосуд PVT переменного объема, в который помещается проба пластовой нефти, предназначенная для исследования и моделирования термобарических условий пласта.

В результате PVT - анализа 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 определяется газосодержание (газовый фактор), объемный коэффициент, плотность нефти в пластовых и поверхностных условиях, плотность газа.

Большинство лабораторий в настоящее время оснащено выпускавшимися ранее установками АСМ-300 М и АСМ-600 М.

В последние годы в отечественной практике для исследования пластовых нефтей стала применяться серийно выпускаемая аппаратура АКИПН-1.

Аппаратура АКИПН-1 предназначена для изучения физических

свойств пластовой нефти в объемах, предусмотренных ОСТ 39-112-80 "Типовое исследование пластовой нефти" и позволяет определять следующие параметры: давление насыщения, коэффициент сжимаемости, температурные коэффициенты, газосодержание, объемный коэффициент, вязкость, плотность пластовой нефти, а также получать зависимости этих параметров от величины газосодержания, давления и температуры. Предельное рабочее давление аппаратуры 80 МПа, предельная рабочая температура - 200°С, вместимость автоклава 500 $см^3$.

Аппратура допускает моделирование различных процессов выделения газа из нефти, что обеспечивает получение значений объемного коэффициента и газосодержания, отражающих реальные процессы, происходящие с нефтью при ее добыче. Исследования могут выполняться как на глубинных пробах, так и на рекомбинированных образцах, имитирующих пластовую нефть. Для получения всех необходимых данных по комплексу А [1.2.] достаточно 200 $см^3$ пластовой нефти. Технологической особенностью исследования на аппаратуре АКИПН-1 является применение в качестве рабочего агента нетоксичного жидкометаллического сплава марки С-ГИО. Все типовые исследования, проводимые с помощью аппаратуры, регламентированы в подробном методическом руководстве РД 39-91084-84 "Методика исследования пластовой нефти с помощью жидкометаллического сплава". Миннефтепром срок действия РД 39-9-1084-84 продлен до 01.01.1993 г.

Принципиальная гидравлическая схема аппаратуры показана на рис. 4.4. Камера пробоотборника, автоклав, измерительный пресс.

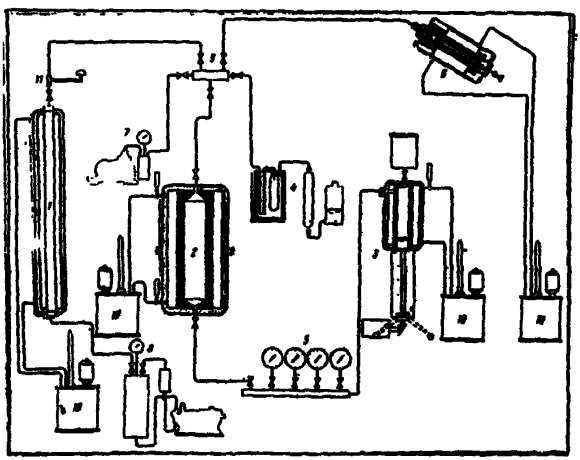


Рис. 4.4. Принципиальная гидравлическая схема аппаратуры АКИПН - I.

I - пробоотборник, 2 - автоклав PVT, 3 - измерительный пресс, 4 - блок сепарации, 5 - манометрический блок, 6 - вискозиметр, 7 - блок вакуумирования, 8 - блок приемки, 9 - центральный манифольд, I0 - термостаты, II - индикатор влаг

сепаратор (блок сепарации собирают сами исследователи) и вискозиметр находится в индивидуальных термостатирующих рубашках, питаемых жидкостными термостатами. Пробу нефти можно подавать в аппаратуру из камеры пробоотборника, как показано на схеме, или из контейнера. На линии от камеры пробоотборника до аппаратуры установлен индикатор влаги, автоматически останавливающий перевод пробы при поступлении воды (при этом подается звуковой сигнал).

Вода из глубинного пробоотборника, попадающая вместе с нефтью в автоклав, искажает получаемые данные, поэтому в руководствах по изучению пластовых нефтей [1,2,3,4] указано на нежелательность исследования обводненных проб нефти.

Нельзя исключать случаи попадания в автоклав некоторого количества воды, особенно если перевод пробы осуществляется из проточных пробоотборников и использованием в качестве рабочей жидкости воды. При этом попавшая в автоклав вода в контакте со сплавом при высоких температурах (150-200°С) может выделить некоторое количество водорода, который [3], растворяясь в пробе пластовой нефти, изменит ее параметры. Содержание измеренных газовых компонентов в данном случае будет несколько занижено, а газосодержание и давление насыщения - завышены относительно истинного значения. Эти отклонения легко учесть по соответствующим формулам:

$$n_i' = \frac{n_i}{100 - n_{H_2}} 100\%, \qquad (4.11.)$$

$$\Gamma' = \Gamma\left(1 - \frac{n_{H_2}}{100}\right), \qquad (4.12.)$$

$$P_s' = P_s - \frac{\Gamma \cdot n_{H_2}}{100 \cdot \alpha_{H_2}}, \qquad (4.13.)$$

где: n_i' - начальное (истинное) содержание i-того компонента в

газе, объемн.%;

$n_{н_2}$ – содержание водорода в газе после проведения эксперимента, объемн.%;

n_i – содержание i-того компонента в газе после эксперимента, объемн.%;

$Г'$ – начальное газосодержание нефти; г/см^3;

$Г$ – газосодержание после проведения эксперимента, г/см^3;

$\alpha_{н_2}$ – коэффициент растворимости водорода в нефти, см^3/г МПа;

P_s – начальное давление насыщения, МПа;

P_s – давление насыщения после проведения эксперимента, МПа.

Результаты исследований глубинных и рекомбинированных проб нефти по отдельным скважинам и пластам месторождения обобщаются, согласно ОСТ 39-112-80, для установления:

- связи между значениями параметров нефти и глубиной залегания продуктивного пласта;

- закономерности изменения свойств нефти по площади объект разработки;

- зависимости параметров нефти от давления;

- изменения свойств нефти в процессе разработки.

Помимо упомянутых выше отечественных установок для исследования пластовой нефти в последние годы в ряде подразделений и лабораторий Союза используются импортные приборы для исследования пластовых нефтей и газоконденсатных систем.

Наибольшее распространение получили американские приборы фирмы Ruska, Instrument Corporation (Houston, Texas) и французских – фирм Arnoulin Sermipu Alsthom Atlantigue. В этих установках в

качестве рабочего агента, используемого для создания давления, применяется металлическая ртуть, которая по многим показателям является прекрасным рабочим агентом, но имеет один существенный недостаток - сильно токсична.

Однако при строгом соблюдении норм техники безопасности вредность работы со ртутью может быть сведена до минимума.

Установка фирмы Ruska состоит из ряда постоянно не связанных между собой узлов и приборов (бомба PVT в двух модификациях - закрытая и со смотровым стеклом для наблюдения системы под давлением, измерительный пресс, вискозиметр, сепаратор и пр., которые относительно произвольно монтируются в лаборатории). Рабочие параметры установки - температура до 170°С, давление 80-120 МПа.

Соединенные в комплекс приборы образуют установку, позволяющую производить изучение глубинных проб, рекомбинированных нефтей и газоконденсатных систем. С высокой точностью получаемых результатов.

Французская установка Sermip является транспортабельной, может относительно быстро монтироваться и демонтироваться как в стационарных лабораториях, так и на промыслах. Рабочая температура до 200°С, давление до 50-70 МПа. Установка включает mini-PVT, капиллярный вискозиметр, реверсивный измерительный пресс высокого давления, глубинный пробоотборник, контейнер, набор микроконтейнеров для образцов пластовой нефти, полевой хроматограф. Существует модификация сосуда PVT с прозрачной камерой для визуального наблюдения за состоянием изучаемого

флюида. В качестве рабочего агента также используется металлическая ртуть, однако общее количество ее значительно меньше, чем в американской аппаратуре.

Замеры давления производятся не с помощью пружинных манометров, а пьезоизмерительными системами, выдающими результаты измерения температуры и давления на цифровые табло. Узлы портативной установки упаковываются в специальные чемоданы и транспортируются на малогабаритном автомобиле.

Рекламные проспекты гарантируют измерение основных параметров пластовых флюидов с погрешностью не выше 2-3% по сравнению с результатами, получаемыми на "классических установках" (типа Ruska).

Установка Atlantique предназначена в основном для изучения PVT - отношений газоконденсатных систем с рабочими параметрами $T=200^{\circ}C$ и $P=120$ МПа.

Установка снабжена прозрачными окнами в сосуде высокого давления для визуального наблюдения за состоянием пробы.

Согласно рекламным проспектам все указанные установки являются стойкими к агрессивным средам, в частности, к сероводороду.

4.1.6. Характеристика сепарированной нефти и газа.

Поверхностные пробы нефти и попутного газа исследуются: для контроля за процессом разработки; для оценки эффективности воздействия на процесс разработки; для контроля за качеством продукции.

Для физико-химического анализа сепарированной нефти используется нефть после стандартной сепарации. Перечень определяемых параметров сепарированной нефти с указанием метода их определния приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1.

Параметры	Метод определения
1	2
Плотность	ГОСТ 3900-85
Молярная масса	Криоскопический метод[x]
Вязкость при 20°С	ГОСТ 33-82 (СТ СЭВ 1494-79)
Температура застывания	ГОСТ 20287-74
Содержание:	
- парафина	ГОСТ 11851-85
- серы	ГОСТ 1437-75
- смол силикагелевых	по методике ВНИИНП вместо
- асфальтенов	ГОСТ 11858-66
- воды	ГОСТ 2477-65 (СТ СЭВ 2382-80)
- солей	ГОСТ 21534-76 (СТ СЭВ 2879-81)
Зольность	ГОСТ 1461-75
Кислотное число	ГОСТ 5985-79 (СТ СЭВ 3963-83)
Фракционный состав	ГОСТ 2177-82
Фракционный состав в аппарате АРН-2	ГОСТ 11011-85
Температура вспышки в закрытом тигле	ГОСТ 6356-75 (СВ СЭВ 1495-79)
Температура вспышки в открытом тигле	ГОСТ 4333-87 (СТ СЭВ 5469-89)
Коксуемость	ГОСТ 8852-74 или ГОСТ 19932-74 (СТ СЭВ 3966-83)

В лабораторных исследованиях должны быть установлены:

- физико-химические свойства нефти, разгазированной до стандартных условий (плотность, кинематическая вязкость, молекулярная масса, температура начала кипения и начала застывания, температура насыщения нефти парафином, процентное содержание парафинов, асфальтенов, селикагелевых смол, серы, содержание никеля и ванадия, фракционный и компонентный составы;

- физико-химические свойства газа в стандартных условиях (компонентный состав, плотность по воздуху, сжимаемость);

- физико-химические свойства конденсата (усадка сырого конденсата, количество газа дегазации, плотность, молекулярная масса, начало конец кипения стабильного конденсата, компонентный и фракционный составы, содержание парафинов, серы, смол).

На основании полученных в лаборатории физико-химических свойств поверхностных проб нефтей и результатов промысловых исследований скважин, а именно измерения газового фактора, пластового давления и пластовой температуры возможно провести приближенную оценку параметров пластовой нефти по методикам [4] или методике, разработанной во ВНИИ [6,7].

Метод оценки ВНИИ основан на предположении равенства газосодержания пластовой нефти и промыслового газового фактора с использованием корреляционных зависимостей основных параметров пластовых нефтей (плотность, объемный коэффициент, давление насыщения, вязкость) от их молярной массы [5].

Погрешность расчетных значений от экспериментальных определений при применении корреляционных зависимостей не

превышает 7%. Применение этого метода может быть рекомендовано в тех случаях, когда прямое экспериментальное определение затруднено или вообще невозможно.

Аналогичный метод, основанный на корреляционной зависимости температуры насыщения нефти парафином ($t_{нас.пл.}$ - °С) от содержания в них парафинов, рекомендуется для определения температуры насыщения пластовой нефти парафином. При этом используются данные по температуре насыщения нефти парафином, полученные для поверхностных проб нефтей и результаты промысловых определений пластового давления и газового фактора. Оценка влияния давления и количества растворенного в нефти газа при пластовых условиях должна выполняться по уравнению [8].

$$t_{нас.пл.} = t_{нас.дег.} \pm 0{,}2P - 0{,}1Г,$$

где: P - текущее пластовое давление, МПа; Г - газовый фактор нефти, $м^3/м^3$.

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.

При контроле за качеством добываемой продукции допускается отбор проб из сепараторов, трубопроводов и мерных емкостей.

4.2. Лабораторные исследования фильтрационных характеристик продуктивного коллектора.

Фильтрационные характеристики продуктивных пластов в лабораториях определяются по специальным исследованиям керна, отбираемого при бурении скважин.

Оценка коллекторских свойств (пористости, проницаемости и др.) продуктивных отложений сводится к изучению статических зависимостей и средних значений параметров изучаемых пластов по данным исследования керна, отобранного на многих скважинах. В данном случае полнота выноса керна, максимальное сохранение его содержимого решающего значения не имеет.

Особое внимание уделяется отбору и сохранности керна при использовании его для определения нефтенасыщенности, т.к. по результатам лабораторных методов исследований керна контролируется надежность и объективность данных о нефтенасыщенности, полученных другими методами, в том числе гидродинамическими и геофизическими.

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.

В оценочных скважинах для отбора керна используются 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.

Минимальное искажение водонефтенасыщенности достигается при отборе керна большого диаметра, когда на анализ берется его серединная часть.

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

Законсервированные образцы, доставленные в лабораторию, сразу же поступают на исследование, причем в первую очередь, рыхлые и высокопроницаемые коллекторы.

При работе с керном большого диаметра (80 мм) на анализ выбирается средняя центральная часть образца, наименее подверженная влиянию процесса испарения.

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.

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.

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

Для получения достоверных значений пористости, проницаемости и особенно водонефтенасыщенности очень важно, чтобы керн сохранил свою первоначальную структуру, т.е. не был разрушен.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Мамуна В.Н. Требин Г.Ф. Ульянинский Б.В. "Экспериментальное исследование пластовых нефтей". ТИСИНТИ - Москва, 1960.

2. Нефть. "Типовое исследование пластовой нефти". ОСТ 39-112-80.

3. "Методика исследования пластовй нефти с помощью жидкометаллического сплава". РД 39-9--1084-84, ВНИИ.

4. Хазнаферов А.И. "Исследование пластовых нефтей". Москва, Нерда, 1987.

5. Требин Г.Ф. Капырин Ю.П. Скороваров Ю.Н. "О возможности определения молекулярной массы пластовых нефтей по промысловым данным". "Нефтепромысловое дело", 1981, N4, с.33-35.

6. Требин Г.Ф. Капырин Ю.П. Скороваров Ю.Н. Филяс Ю.И. "Новый метод определения параметров нефти и газа, используемых при подсчете запасов". "Геология нефти и газа", 1980, N10, с.14-17.

7. Требин Г.Ф. Капырин Ю.П. Скороваров Ю.Н. Филяс Ю.И. "О возможности прогнозирования физических параметров пластовых нефтей". Нефтяное хозяйство, 1981, N1, с.32-34.

8. Требин Г.Ф. Ашмян К.Д. Капирын Ю.П. Савинихина А.В. Емельянова А.С. "Методическое руководство по выявлению залежей нефтей насыщенных парафином". РД 39-0147035-226-88, ВНИИ.

5. Физико-химический контроль.

(задачи, методика проведения и интерпретация)

К физико-химическим методам контроля (ФХК) относятся методы получения фактической информации об изменении физико-химических параметров продуктивных коллекторов и добываемых флюидов в процессе разработки месторождения. ФХК являются неотъемлемой составной частью общей системы контроля и управления разработки нефтяных месторождений. Специфической целью этого вида контроля является построение на основе информации о физико-химических свойствах извлекаемых флюидов динамической модели залежи, отражающей закономерности протекания в ней внутрипластовых физико-химических процессов. Будучи одной из реализаций системного описания процесса разработки месторождения физико-химическая модель служит для управления и регулирования этого процесса. Кроме того, получаемая при физико-химическом контроле информация может быть использована для оценки эффективности технологий и систем разработки месторождений с позиций обеспечения заданных товарных качеств добываемых нефтей и экологической безопасности.

С позиций системно-структурного анализа, физико-химический контроль одновременно является подсистемой системы контроля в целом и системой, в структуру которой входят в виде подсистем извлекаемые флюиды - нефть, газ и вода и соответствующие элементы этих подсистем в виде отдельных физико-химических свойств извлекаемых флюидов.

Можно выделить следующие основные этапы реализации физико-химического контроля: отбор проб флюидов и подготовка их к

анализу; анализ физико-химических свойств отобранных проб; обработка и интерпретация результатов анализа.

Геолого-промысловая обстановка разрабатываемого объекта всегда конкретна, специфична и изучена не полностью. Поэтому заранее невозможно выделить определенные изменения физико-химических свойств извлекаемых флюидов, которые бы достаточно информативно характеризовали процесс фильтрации при воздействии на объект. Это означает, что в начале реализации контроля необходимо оценить изменения всей совокупности физико-химических свойств извлекаемых нефти, воды и газа, определяемой текущим уровнем значений о физико-химических изменениях при осуществлении данного физико-химического метода воздействия. Окончательный выбор совокупности (комплекса) контролируемых физико-химических свойств флюида (параметров контроля), претерпевающих существенные (превышающие погрешности определения) изменения в процессе разработки и достаточно информативно характеризующих процесс фильтрации (информативных параметров контроля) можно сделать только после анализа всей совокупности (комплекса) параметров контроля. Эти особенности физико-химического контроля определяют такие принципы его построения как адаптивность (к стадиям процесса разработки, скорости развития процесса нефтеизвлечения, конкретным геолого-физическим условиям, виду воздействия), развитие (воплощение известной совокупности параметров контроля новыми по мере углубления знаний и физико-химических характеристиках процесса фильтрации при данном методе воздействия) и

непрерывность.

Стратегия осуществления физико-химического контроля определяется масштабами воздействия и возможности служб контроля. Если возможности служб контроля позволяют охватить одновременно весь фонд действующих нагнетательных, добывающих и наблюдательных скважин, то объектом контроля становится весь упомянутый фонд. Если возможности служб контроля недостаточны для одновременного охвата всего фонда скважин, то объектом контроля становится фонд опорных нагнетательных и добывающих скважин и все наблюдательные скважины. При этом сеть опорных нагнетательных и добывающих скважин выделяется предварительными гидродинамическими исследованиями по критериям активного реагирования и представительности. Если возможности служб контроля недостаточны и сеть опорных контролируемых скважин выделить не удалось, то применяется стратегия, при которой контролируются все наблюдательные скважины, а фонд контролируемых нагнетательных и добывающих скважин меняется не чаще, чем один раз в год, от первоначально действующих нагнетательнх скважин в сторону периферийных добывающих. При любой стратегии осуществления контроля места, даты и периодичности отбора проб сроки предоставления интерпретационных данных должны быть согласованы с дейтсвиями по реализации других видов контроля разработки нефтяных месторождений.

Рассмотренные особенности физико-химического контроля определяют следующий алгоритм подготовки и реализации данного вида контроля: определение объекта воздействия; физическое

моделирование процесса нефтеизвлечения для выбранных технологий и геолого-физических условий в отношении изменений полного комплекса физико-химических характеристик закачиваемого реагента и извлекаемых нефти, воды и газа; установление (на базе полученных экспериментальных данных) начального комплекса параметров контроля и тенденций изменения каждого из параметров в процессе нефтеизвлечения; определение ожидаемой интенсивности (скорости) продвижения характерных зон фильтрации, развития процесса нефтеизвлечения для реальных геолого-промысловых условий; определение периодичности осуществления контроля с учетом времени на принятие решения о возможном регулировании процесса разработки и самого регулирования, а также периодичности реалазации других видов контроля разработки; определение стратегии осуществления контроля; выбор методик отбора проб извлекаемых флюидов, анализа контролируемых физико-химических свойств и интерпретации результатов анализа; осуществление систематического контроля с начала опытно-промышленных (промышленных) работ, а в виде исключения - в ходе упомянутых работ с учетом сведений о фоновых значениях параметров контроля (до момента начала реализации технологии); выделение комплекса индикаторных параметров контроля после накопления достаточного экспериментального материала при осуществлении контроля по начальному комплексу параметров; осуществление контроля по комплексу индикаторных параметров до момента окончания разработки.

Полный комплекс физико-химических характеристик закачиваемого реагента и извлекаемых нефти, воды и газа устанавливают до начала

проведения экспериментов по физическому моделированию из общетеоретических соображений. Начальный комплекс параметров контроля выделяется из полного по результатам экспериментов, когда становится известным: какие физико-химические характеристики изменяются в ходе нефтеизвлечения; тенденции изменений данных характеристик (параметров начального комплекса параметров контроля) в развитии процесса нефтеизвлечения.

При обработке результатов физико-химического контроля применяются те же способы представления полученной и (или) накопленной информации, что и при других его видах: в табличной форме, с помощью карт и полигонов пространственного и временного изменения отдельных параметров контроля либо их комплексов.

Задачи, решаемые при интерпретации результатов физико-химического контроля определяются требованиями, предъявляемыми со стороны управления и регулирования, а также специфическими особенностями контролируемого процесса. Для технологий разработки, базирующихся на использовании того или иного вида воздействия на пласт (закачка в пласт воды, химических реагентов, теплоносителей, создание в пласте очага горения и т.д.), к числу важнейших задач контроля следует отнести определение (оценку): степени реагирования контролируемых скважин на воздействие; направлений преимущественного развития процесса воздействия; скорости развития процесса воздействия; охвата воздействием. При этом, исходя из требования достоверности, одновременно анализируются изменения сразу нескольких параметров контроля.

Степень реагирования контролируемых скважин на воздействие определяются путем сопоставления фактических временных изменений параметров контроля с ожидаемыми, характеристиками развитие процесса и известными по результатам экспериментальных, теоретических и промысловых исследований процесса воздействия.

Направления преимущественного развития процесса воздействия определяются по картам (картам совмещенных полигонов) параметров контроля, построенным на фиксированные даты контроля путем сопоставления конфигурации карт (полигонов) с ожидаемыми и известными из результатов предварительных исследований тенденциями изменений параметров контроля. Такое сопоставление позволяет также оценить охват воздействием.

Скорость развития процесса воздействия по различным направлениям оценивается по картам (картам совмещенных полигонов) одноименных параметров контроля, построенным на различные контролируемые даты, путем деления расстояния, "пройденного" изолинией контролируемого параметра в данном направлении, на соответствующее время "прохождения" (время между двумя ближайшими датами контроля).

6. Комплексные исследования для контроля процессов разработки.

6.1. Принципы системного контроля.

Системный контроль представляет собой комплекс планомерных исследований, направленных на получение необходимого и достаточного объема информации для решения отдельных задач разработки в маштабе объекта разработки или месторождения в целом. Основное условие проведения системных исследований - это четкая формулировка задач контроля.

Примером задач, решение которых возможно с применением системного контроля, являются:

- контроль характера и полноты выработки залежей;
- контроль за характером внедрения вытесняющих агентов;
- наблюдение за изменением энергетического состояния залежи (пластовые давления и температуры);
- оценка эффективности различных процессов воздействия на залежь и мероприятий, направленных на увеличение нефтеотдачи пластов.

Для проектирования системного контроля используется "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, опытных участков 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.

Проведение исследований планируется с учетом необходимости получания 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 цикл повторяется, начиная с первого участка. 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.

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 из изменения во времени.

6.2. Обязательный комплекс исследований по контролю разработки нефтяных месторождений.

На всех разрабатываемых объектах исследования с целью контроля из разработки и оценки эффективности регулирования с помощью ГТМ проводятся в соответствии с обязательным комплексом

исследований, который составляется на основе "Принципиального комплекса" (разработанного во ВНИИ) с учетом специфики геолого-физических свойств месторождений (залежей) и особенностей применяемой системы разработки.

Обязательные комплексы составляются соответствующими службами исследований и утверждаются руководством производственных объединений.

Обязательные комплексы могут быть типовыми (для группы разрабатываемых объектов) или индивидуальными (только для данного объекта).

В "Обязательный комплекс" гидродинамических, промыслово-геофизических и физико-химических методов исследований скважин как минимальный для всех разрабатываемых объектов, входит "Принципиальный комплекс".

В номенклатуру "Обязательных комплексов" не включаются исследования скважин, выходящих из бурения, с помощью испытателей пластов на трубах и виды исследований, которые предусматриваются специальными дополнительными программами. К таким исследованиям могут относиться гидропрослушивание пластов, индикаторные методы, исследование эффективности повышения нефтеотдачи и др.

Все исследования, включаемые в "Обязательный комплекс", осуществляются в соответствии с действующими руководящими документами.

Сокращение объемов исследований в "Обязательном комплексе" по сравнению с "Принципиальным" допускается без ущерба для контроля разработки месторождений и при соблюдении требований законов об

охране недр и охране окружающей среды.

При этом следует исходить из того, что информация, получаемая в результате проведения исследований, предусмотренных в "Обязательном комплексе", будет достаточной для решения следующих основных задач контроля и управления процессом разработки:

- авторский надзор за показателями процесса разработки, предусмотренными в проектных документах;

- оперативное планирование добычи нефти и закачки рабочих агентов по залежам, объектам, участкам, скважинам;

- планирование и оценка эффективности геолого-технических мероприятий (воздействие на призабойную зону, изоляционные и ремонтные работы и др.);

- составление уточненных проектных документов на дальнейшую разработку месторождений;

- контроль технического состояния скважин и скважинного оборудования.

Задачи контроля в значительной степени определяются особенностями технологии разработки, предусмотренной проектными документами.

Виды и объемы исследований скважин приводятся раздельно для гидродинамических, физико-химических и тепловых методов воздействия на залежи нефтяных месторождений.

6.3. "Принципиальный комплекс гидродинамических, промыслово-геофизических и физико-химических методов исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений".

"Принципиальный комплекс" - регламент видов и объема гидродинамических, промыслово-геофизичеких и физико-химических методов исследования скважин, основанный на принципе получения необходимой и достаточной информации о параметрах, обеспечивающих контроль разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений.

Целью документа - "Принципиальный комплекс" - является упорядочение деятельности нефтегазодобывающих производственных предприятий и научно-исследовательских организаций в области информационного обеспечения контроля разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений с соблюдением требований законов об охране недр, охране окружающей среды, Правил разработки и др.

"Принципиальный комплекс гидродинамических, промыслово-геофизических и физико-химических методов исследования" скважин следует рассматривать как минимальный для всех разрабатываемых объектов, т.е. его следует включать во все типовые и индивидуальные обязательные комплексы.

Ниже представлены основные положения "Принципиального комплекса", утвержденного Миннефтепромом и дополненного по поручению МНП авторами настоящего документа с учетом современных требований к разработке нефтяных месторождений.

В практике эксплуатации нефтяных месторождений для контроля за разработкой можно выделить две стадии. Первая стадия характеризуется слабой изученностью геологических особенностей объекта разработки, ростом фонда скважин, нестабильностью параметров процесса разработки.

Вторая стадия характеризуется достаточной изученностью

геологической и гидродинамической модели объекта разработки и стабилизацией основных показателей процесса разработки, сокращением возможностей исследования фонда действующих скважин глубинными приборами, связанного с переходом на глубиннонасосную добычу и с ухудшением технического состояния скважин. Обе стадии разработки требуют разного подхода к видам и объемам исследований.

В "Принципиальном комплексе" предусматриваются, для каждой стадии соответственно, различные виды и объемы исследований.

6.3.1. Категории и виды скважин.

При составлении обязательных комплексов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований на разрабатываемых месторождениях весь фонд скважин подразделяется на категории по признакам, определяющим номенклатуру и необходимую частоту проведения по ним исследований. Рекомендуется выделять следующие категории и виды скважин (табл.6.1., графа 2):

- действующие добывающие (фонтанные, газлифтные, оборудованные электроцентробежными насосами (ЭЦН), оборудованные штанговыми глубинными насосами (ШГН);
- действующие нагнетательные скважины;
- контрольные пьезометрические скважины, предназначенные для наблюдения за изменением пластового давления, наблюдательные скважины, предназначенные для наблюдения за характером вытеснения нефти и изменением нефтегазоводонасыщенности.

Указанный перечень скважин может быть дополнен с учетом технологии разработки конкретных объектов.

Таблица 6.I.

Принципиальный комплекс гидродинамических, промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений

№ п/п	Категории и виды скважин	Виды измерений и исследований скважин: Дебит (приемистость) жидкости — Низкодебитные (до 5 т/сут.)	Среднедебитные (5-25 т/сут.)	Высокодебитные (более 25 т/с.)	Обводненность продукции — Безводные (до 2%) и высокообводненные (более 90%)	Низко- и среднеобводненные (2-90%)	Газовый фактор, $\Gamma_ф$ — При $P_{пл} \geq P_{нас}$	При $P_{пл} < P_{нас}$	Буферное и межтрубное давление, $P_{буф.}$, $P_{зат.}$	Забойное давление, $P_{заб.}$	Пластовое давление, $P_{пл.}$	Метод восстановления давления	Метод установившихся отборов	Профиль притока, источники и интервалы обводнения	Профиль поглощения	Пластовая температура	Отбор и анализ проб попутной воды	Отбор и анализ глубинных проб нефти	Анализ закачиваемой воды, содержание КВЧ, ОПКА, железа и др.	Обследование технического состояния скважин
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1.	Действующие добывающие	■	◪	□	■	◪	●	△	□	◐	◐	◐	●	●			◐			П
2.	Действующие нагнетательные			◪					□	◐	◐	◐	●		●					
3.	Контрольные: а) пьезометрические										◐						◔		C	●
	б) наблюдательные															◔				
4.	Водозаборные			◪					□								◔			
5.	При проведении ремонта или ГТМ:																			
	С изменением режима эксплуатации или сменой оборудования — до начала работ	I	I	I	I	I			I		I	I	I	I	I					
	после проведения работ	I	I	I	I	I	I	I	I			I	I	I	I					
	С изменением состояния призабойной зоны — до начала работ	I	I	I	I	I			I		I	I	I	I	I					
	после проведения работ	I	I	I	I	I	I	I	I			I	I	I	I					
	С изоляцией или приобщением пластов — до начала работ	I	I	I	I	I			I		I	I	I	I	I		I	I		
	после проведения работ	I	I	I	I	I	I	I	I		I	I	I	I	I	I	I	I		

Условные обозначения: С - один раз в сутки; □ - один раз в три дня; ◪ - один раз в семь дней; ■ - два раза в месяц; △ - один раз в ме
◔ - один раз в квартал; ◐ - один раз в полугодие; ● - один раз в год; ○ - один раз в два года; I - разовые иссле
П - профилактические; ● - для первой стадии; ○ - для второй стадии

6.3.2. Виды исследований и измерений.

Исследования и измерения скважин, предусмотренные в "Принципиальном комплексе", делятся на две группы:

- измерения, осуществляемые на устье скважин или на групповых замерных установках;

- измерения осуществляемые путем спуска в скважину глубинных приборов.

Измерения на устье могут проводиться без ограничения на всех видах скважин нефтяного месторождения. Глубинные измерения могут проводиться только в тех скважинах, где возможен спуск приборов на забой. С этой точки зрения скважины подразделяются на категории и виды, с учетом которых в комплексе даются рекомендации по их исследованию.

В действующих добывающих скважинах глубинными приборами замеряются пластовые и забойные давления, определяются коэффициент продуктивности, профиль притока и состав поступающей из пласта жидкости, а также определяется техническое состояние скважин и оборудования.

В скважинах, оборудованных ШГН и ЭЦН, спуск глубинных приборов на забой обычно невозможен и требуется оснащение скважин специальными приспособлениями (эксцентричные планшайбы, отключатели и др.).

В действующей нагнетательной скважине глубинные исследовния проводятся с целью измерения пластового давления и определения коэффициента приемистости, профиля приемистости и технического состояния скважины.

В контрольных скважинах проводятся исследования с целью определения пластового давления и температуры (пьезометрические), с целью контроля выработки пластов и количественной оценки коэффициента текущей или остаточной нефтенасыщенности в скважинах, оборудованных стеклопластиковыми хвостовиками, с открытым забоем и др.

В водозаборных скважинах глубинными приборами исследуется профиль притока, измеряется забойное и пластовое давление, определяется коэффициент продуктивности, контролируется техническое состояние скважины и оборудования.

В остановленной на ремонт скважине с извлеченным из ствола оборудованием глубинные исследования проводятся с целью замера пластового давления, выделения обводненных пластов или прослоев в неперфорированных и (или) перфорированных интервалах продуктивного разреза, определения текущей или остаточной нефтенасыщенности в обводненных пластах, измерения температурных аномалий и определения технического состояния колонны и цемента и эффективности ремонтных работ.

6.3.3. Объемы исследований и измерений.

В качестве минимальных в обязательных комплексах следует предусмотреть следующие виды и объемы исследований и измерений.

Определение дебита жидкости по добывающим скважинам и приемистости по нагнетательным скважинам.

В принципе, информация о дебитах (приемистости) должна поступать непрерывно, т.к. она является одним из главных

показателей работы скважин.

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 дебита для всех стадий разработки следует производить дифференцировано для низкодебитных скважин (до 5 т/сут) - один раз в две недели, среднедебитных (5:25 т/сут) - один раз в неделю и высокодебитных (более 25 т/сут) - один раз в три дня.

Приемистость нагнетательных скважин измеряется не реже одного раза в неделю.

Разовые измерения дебитов (приемистости) проводятся по всем осваеваемым скважинам после выхода из бурения, ГТМ и ремонта при определении их продуктивности.

Минимальная частота измерения обводненности продукции добывающих окважин для всех стадий разработки должна устанавливаться дифференцированно: для безводных и высокообводненных (свыше 50% - один раз в две надали; для низко- и среднеобводненных (2:50% - один раз в неделю.

По низкодебитным скважинам (до 5 т/сут по жидкости) со стабильной высокой обводненностью частота определения обводненности продукции может быть меньшей, чем рекомендовано в принципиальном комплексе, но не реже одного раза в квартал.

Определение газового фактора.

Газовый фактор определяется по всем добывающим скважинам не реже одного раза в год, если давление насыщения ниже пластового, и

не реже одного раза в месяц, если давление насыщения выше пластового.

На второй стадии эксплуатации при пластовом давлении выше давления насыщения минимальная частота измерения газового фактора может быть сокращена вдвое.

Единичные замеры газового фактора выполняются по всем осваиваемым скважинам после выхода из бурения, завершения ГТМ и ремонта.

В зависимости от конкретных геологических условий и режима эксплуатации частота замеров газового фактора может быть увеличена (например если существует опасность прорыва в скважину газа из газовой шапки).

Определение буферных и межтрубных давлений.

Замеры проводятся для контроля работы добывающих скважин для всех стадий разработки не реже одного раза в три дня.

Определение забойного давления.

Забойное давление определяется в действующих добывающих и нагнетательных скважинах на первой стадии разработки не реже одного раза в квартал, а на второй стадии - не реже одного раза в полугодие.

Определение пластового давления.

Пластовое давление определяется в действующих добывающих и нагнетательных скважинах на первой стадии разработки не реже одного раза в полугодие, а по пьезометрическим скважинам не реже одного раза в квартал. На второй стадии разработки минимальная частота измерений может быть сокращена вдвое.

Исследования скважин методами установившихся отборов и КВД проводятся по действующим добывающим и нагнетательным скважинам на первой стадии разработки не реже одного раза в год, а на второй стадии - не реже одного раза в два года.

Разовые исследования проводятся по всем осваиваемым скважинам после выхода из бурения, ГТМ и ремонта.

Исследование профиля притока, источников и интервалов обводнения.

Профиль притока в многопластовом объекте определяется по добывающим фонтанным и газлифтным скважинам для всех стадий разработки не реже одного раза в год. Исследования профиля поглощения для всех стадий разработки производится в многопластовом объекте один раз в год по всем действующим нагнетательным скважинам.

В случае эксплуатации сравнительно однородного однопластового объекта определение профиля поглощения следует осуществлять по мере возникновения необходимости.

Определение пластовой температуры.

Пластовая температура на первой стадии разработки определяется во всех скважинах после выхода из бурения для изучения температурного фона объекта разработки. В дальнейшем возможно применение опорных сеток скважин (см. раздел 8).

Отбор и анализ проб попутной воды.

Отбор и анализ проб попутной воды должен осуществляться по всем обводненным добывающим скважинам на первой стадии разработки не реже одного раза в квартал, и на второй стадии не реже одного

раза в полугодие. При анализе контролируется солевой состав воды ее плотность.

Отбор и исследование глубинных проб нефти.

Отбор глубинных проб нефти и их последующий анализ должен осуществляться по всем осваиваемым скважинах после выхода из бурения.

Обследование технического состояния добывающих скважин должно проводиться профилактически, причем периодчность обследований устанавливается в зависимости от конкретных условий их эксплуатации (наличие высокоагрессивных вод, сероводорода, углекислого газа и др.).

6.3.4. Комплексы промыслово-геофизических методов исследования скважин.

Перечень решаемых задач, наиболее распространенные условия измерений и рекомендуемые рациональные комплексы геофизических методов исследования скважин приведены в табл. 6.2.

Представленный комплекс направлен на определение:

- профиля притока (поглощения) и состава поступающей в скважину жидкости;
- обводненной толщины пластов, текущей и остаточной нефтенасыщенности;
- положения ВНК и ГНК;
- технического состояния скважин.

Решение поставленных задач должно быть обосновано совместной интерпретацией результатов исследований всех методов включаемых в комплексы.

Таблица 6.2.

КОМПЛЕКС промыслово-геофизических методов исследований скважин для решения задач контроля разработки нефтяных месторождений

Условия измерения и решаемые задачи	Категория скважин: Добывающие нефтяные, действующие	Добывающие нефтегазовые, действующие	Остановленные, пласт перфорированный	Наблюдательные опорной сети	Обсаженные стеклопластовыми хвостовиками, с открытым забоем	Нагнетательные	Все категории	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Количественное распределение добычи нефти по пластам и определение интервалов притока.	РТ ВТ ЛМ ГК (ИТП)*	РТ ВТ ЛМ НКТ-50 ГК (ИТП)						(ИТП)* - дополнительные методы 1-при обводнен. до 60% 2-при обводнен. более 80%
	(ГГП, ВЛ)	(ГГП, ВЛ)						
2. Определение источника обводнения в интервале объекта разработки: минерализация воды менее 100г/л	РТ ВТ ВЛ[1] или ИР[2] ЛМ ГК	РТ ВТ ВЛ[1] или ИР[2] НКТ-50 ЛМ ГК						3-при дебитах менее 100м³/сут в 5"...а и менее 150м³/сут в 6" колоннах применять датчики расхода и состава с пакером. 4-при закачке неминерализованной воды.

Инв. 2750

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	(ИТП) (ГТП)[3]	(ИТП) (ГТП)[3]						5–при закачке высокоминерализованной воды (более 100)
минерализация воды тоже 100г/л	РТ ВТ ВЛ[I] или ИР[2] ЛМ (ГК) (ИТП) (ГТП)[3] (ИНМ)	РТ ВТ ВЛ[I] или ИР[2] ЛМ НКТ-50 (ИТП) (ГТП)[3] (ИНМ)						6–при закачке двух расворов разной минерализации 7–проводится при уд. сопротивлении продуктивных пластов не менее 100 Ом·м 8–проводится при уд. сопротивлении продуктивных пластов свыше 10 Ом·м
пласт с подошвенной водой частично вскрыт перфорацией, минерализация пластовой воды более 100г/л	РТ ВТ ВЛ[I] или ИР[2] ЛМ ИНМ (ГК) (ИТП) (ГТП)[3]	РТ ВТ ВЛ[I] или ИР[2] ЛМ НКТ-50 ИНМ (ИТП) (ГТП)[3]	ИНМ					9–при замере через НКТ 10–при замере через межтрубное пространство

I	2	3	4	5	6	7	8	9
3. Определение заводненной мощности пласта:								
минерализация воды более 100 г/л;			ИНМ (ИНМ)[4] (ГК)					
минерализация воды менее 100 г/л;			(ИНМ)[5] (ГК) (РИЗ)					
минерализация воды более 50 г/л;				ВТ ИНМ (ГК)				
минерализация менее 50 г/л.				ВТ (ИНМ) (ГК)				
4. Определение остаточной нефтенасыщенности:								
минерализация воды любая			ГК ИНМ[6]					
минерализация воды более 100 г/л;						ИК[7],ИНТК, ДК[8],(ВТ), (ГК) (БК) (КВ)		

1	2	3	4	5	6	7	8	9
минерализация воды менее 100 г/л.					ИК, ДК, ИНГК[6], (ВТ),(ГК) (КВ),(БК)			
5. Контроль положения ВНК и оценка изменения нефтенасыщенности				ИНМ (ВТ) (ГК)	-"-			
6. Контроль положения ГНК и оценка изменения газонасыщенности				НКТ-50 ВТ ГК				
7. Определение пластовой температуры				ВТ ГК				
8. Распределение закачиваемой воды по пластам						РТ ГК ДМ, (ВТ)		
9. Контроль технического состояния скважин:								

1	2	3	4	5	6	7	8	9
определение интервалов негерметичности обсадных колонн, НКТ;							РТ,(КВ), (ГК), ВТ,(Ш), (ИР), ЛМ,(ИПТ), (САТ), (НГК)	
определение заколонной циркуляции;							РТ, ВТ, Ш, ГК, (РИЗ), (ИНМ), (НГК)	
распределение и состояние цементного камня за колонной.							АКЦ, ГГК, (ВТ)	
10. Контроль за работой технологического оборудования:								
определение уровня жидкости в межтрубном пространстве;							ГГМ[9], (НГК), ГГП[10]	
определение глубины установки оборудования;							ГГМ, (НГК)	
определение подвески НКТ, положения забоя.							ЛМ	
11. Определение пластового, забойного давления							МН	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
(статического, динамического уровня).							(ГТМ), (ГТП)	
I2. Определение профилей поглощения и технического состояния обсадных колонн газонагнетательных скважин		ГК, ЛМ, РТ, ВТ, Ш, НКТ-50, (ИТП), (ВЛ), (МН)						
I3. Определение ГНК и перетоков газа за колонной		НКТ-50, ГК, ЛМ, ВТ						
I4. Определение ВНК и текущего насыщения неперфорированных нефтегазонасыщенных пластов		ГК, ВТ, НКТ-50, ИННК						
I5. Определение коэффициентов продуктивности, приемистости		ЛМ, МН, РТ, (ВТ)						

1	2	3	4	5	6	7	8	9

Примечание.

1. Методы исследований, применение которых необходимо для решения конкретных задач, подразделяются на основные и дополнительные. Эффективность и целесообразность применения дополнительных методов для каждого района должны быть установлены путем проведения специальных опытно-методических работ. Комплексы методов могут уточняться в зависимости от конкретных геолого-технических условий, наличия аппаратуры и особенностей разработки отдельных нефтяных месторождений, а также поставленных задач по взаимно согласованному плану между геофизической и промыслово-геологической службами.
2. При необходимости решения нескольких задач в одной скважине перечень необходимых геофизических исследований представляет собой комбинацию из комплексов, применение которых рекомендуется для решения каждой из поставленных задач.
3. Промыслово-геофизические исследования в скважинах проводятся согласно заявке заказчика. Порядок приема и выполнение заявок должен соответствовать "Основным условиям производства промыслово-геофизических и прострелочно-взрывных работ в нефтяных скважинах".
4. За подготовку скважины и достоверность указанных в заявке сведений о техническом состоянии скважины, дебита жидкости, обводненности продукции отвечает заказчик.

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

методов и измеряемых параметров

ГИС	- геофизические исследования в скважинах.
РТ	- расходометрия турбинная.
ВТ	- высокочувствительный термометр.
ЛМ	- локатор муфт.
ГК	- гамма-каротаж.
ИТП	- индикация притока термокондуктивным методом.
ГГП	- гамма-плотномер.
НКТ-50	- нейтронный каротаж.
ВЛ	- влагомер.
ИР	- индукционный резистивиметр.
ИК	- индукционный каротаж.
ДК	- диэлектрический каротаж.
ИНГК	- импульсный нейтронно-гамма каротаж.
КВ	- каверномер.
БК	- боковой каротаж.
САТ	- скважинный акустический телевизор.
Ш	- шумомер.
РИЗ	- радиоактивные изотопы.
АКЦ	- акустический цементомер.
ГГК	- гамма-гамма цементомер.
ГГМ	- гамма-гамма метод.
МН	- методы определения состава флюида в колонне.

6.3.5. Принципиальный комплекс исследований при тепловых методах воздействия на пласт.

Тепловые методы воздействия включают внутрипластовое горение (ВГ), паротепловое воздействие (ПТВ) и закачку горячей воды (термозаводнение). Два первых метода применяются в сочетании с заводнением.

При термических методах воздействия различаются следующие основные стадии: подготовительная, осуществление процесса термического воздействия и перемещение тепловой оторочки водой (заводнение), завершение работ. На каждой стадии решаются определенные задачи, требующие применения соответствующих видов и объемов исследований.

На подготовительной стадии определяются начальные фоновые характеристики объекта разработки (термические, литолого-физические, гидродинамические параметры пластов, свойства нефти, газа, воды), характеристики работы скважин и пластов, техническое состояние скважин.

На стадии осуществления термических методов контролируются характеристики процесса на базе карт изобар, изотерм, текущих параметров добываемой продукции (нефти, газа, воды). При ВГ на этапе инициирования горения дополнительно контролируется процесс резжига.

На завершающей стадии определяются достигнутый охват пласта процессом теплового воздействия (по толщине пласта и по площади) и конечная нефтеотдача по термическим и гидродинамическим характеристикам объекта, параметрам пластовых флюидов в

эксплуатационных и оценочных скважинах.

Для решения задач контроля разработки исследования и измерения осуществляются в нагнетательных, добывающих, контрольных, законтурных и оценочных скважинах и на групповых замерных установках (ГЗУ). Комплексы исследований для решения этих задач для разных стадий процесса приводятся в таблицах 6.3., а объемы и периодичность их для ВГ и ПТВ приводятся в таблицах 6.4. и 6.5. Для метода термозаводнения рекомендуется табилца 6.5.

Особенности физико-химических исследований при ВГ.

При проведении опытно-промышленных работ ВГ физико-химический контроль сводится к измерению полного комплекса параметров:

- для извлекаемой нефти - плотность, вязкость, содержание фракций, выкипающих до 300-350°С, содержание асфальтенов, смол, парафина, кислотное число;

- для попутной и закачиваемой воды - плотность, водородный показатель, содержание ионов;

- для газов горения - содержание азота, кислорода, двуокиси углерода, окиси углерода, сероводорода, сернистого ангидрида, углеводородов.

При промышленном внедрении ВГ в зависимости от конкретных условий число контролируемых параметров может быть уменьшено. Неполный комплекс представляется так называемыми индикаторными параметрами нефти, воды и газа, изменения которых по добывающим скважинам опытного участка фиксируются в наибольшей степени и которые соответствуют известным физико-химическим представлениям о процессе ВГ в конкретных геолого-промысловых условиях.

Таблица 6.3.

Комплекс гидродинамических, промыслово-геофизических и физико-химических исследований для решения задач контроля разработки при тепловых методах воздействия на пласт

Задачи исследований	Виды исследований	Комплексы методов измерений
1	2	3
I. Исследование эксплуатационных характеристик объекта разработки на стадии подготовки процесса	I.I. Определение дебита (приемистости) жидкости (рабочих агентов), обводненности продукции, газового фактора.	-
	I.2. Определение устьевого давления и температуры	-
	I.3. Определение забойного и пластового давления	-
	I.4. Исследование профиля притока, интервалов повышенного газосодержания и обводнения, состава жидкости по стволу скважины, положения границы нефть – вода и газ – жидкость в скважине.	
	I.4.I. Фоновые замеры в период ввода скважины в эксплуатацию	ИТП, ВТ, Ш, ВЛ, ИР, РТ, ЭП, ГК, НГК, ННК, ГГП, ИМ
	I.4.2. Исследования в добывающих скважинах при положении ВНР ниже интервала перфорации	ИТП, ВТ, Ш, ВЛ, ГК, НГК, ННК, ГГП
	I.4.3. Исследования в добывающих скважинах при положении ВНР выше интервала перфорации	ИТП, ВТ, Ш, ВЛ, ИР, РТ, ЭП, ГК, НГК, $НГ^{W}$, ГГП
	I.4.4. Исследования в контрольных скважинах по определению работающих интервалов и интервалов с повышенным газосодержанием	ВТ, Ш, ЭП, ГК, НГК, ННК, ИМ
	I.5. Оценка текущей нефтенасыщенности пласта, положения ВНК	ПС, БКЗ, ИК, БК, МК, БМК, КВ, Проф., Инк., ГК, НГК, ННК, АК ВТ, ОПК, АКер, ИНК
	I.6. Определение профиля приемистости	ВТ, РТ, ИТП, Ш, ГК, ИМ

1	1	2	3
	1.7.	Определение гидродинамических параметров пластов	КВД, РТ, ИК
2. Контроль на стадии процесса термического воздействия	2.1.	Определение дебита, обводненности продукции, пластового и забойного давления, пластовой температуры	-
	2.2.	Определение профиля приемистости, выявление интервалов поглощения рабочих агентов (пар, воздух, вода) и межпластовых перетоков газа	АКЦ, ВТ, РТ, ИТП, Ш, ЭП, ГК, НГК, ННК, ИННК, ИМ
	2.3.	Исследование глубинных и поверхностных проб нефти	ФХАН
	2.4.	*Исследование попутного газа и газов горения*	ПСГз, КСГз
	2.5.	Исследование поверхностных и глубинных проб воды	ПФХАВ, КФХАВ
	2.6.	Оценка гидродинамического взаимодействия скважин	ВТ
3. Контроль эффективности процесса на стадии завершения работ	3.1.	Оценка конечной нефтенасыщенности пласта, охвата объекта разработки процессом термического воздействия по толщине пласта и площади залежи	ПС, БКЗ, ИК, БК, Рез, МК, Инк, БМК, КВ, Проф, ИНК, ГК, НГК, ННК, АК, ВТ, ОПК, ОШ, АКер
4. Изучение техники	4.1.	Определение технического состояния колонны и цементного кольца	АКЦ, ГТКЦ, ГТТ, ДИС, САТ, ВТ, ИТП, Ш, ИМ, ГК, ЛМ, ИР
	4.2.	Выявление межпластовых перетоков жидкости	ВТ, Ш, ИМ, ГК, ИНК

Условные обозначения (см. табл. 2): КВД – кривая восстановления давления, ИК – метод установившихся отборов, ФХАН – физико-химический анализ нефти, ПСГз, КСГз – полный и краткий анализ состава газа, ПФХАВ, КФХАВ – полный и краткий анализ воды, АК – акустический каротаж, БКЗ – боковое каротажное зондирование, БМК – боковой микрокаротаж, ГГКЦ – гамма-гамма контроль цементирования, ГГТ – гамма-гамма-толщинометрия, ДИС – дефектомер индукционный, ИМ – индикаторные методы, ИНК – импульсный нейтронный каротаж, Инк – инклинометрия, Рез – резистивиметрия, МК – микрокаротаж, НГК – нейтронный гамма-каротаж, ННК – нейтрон-нейтронный каротаж, ОСП – исследование опробователем пластов, Проф – профилеметрия, ПС – естественные потенциалы, ЭП – "электрод"-потенциалы.

Таблица 6.4.

Принципиальный комплекс исследований по контролю разработки нефтяных месторождений (при внутрипластовом горении)

Виды исследований, составляющих комплекс	подготовка к процессу скважины			инициирование скважины			процесс скважины			завершение процесса скважины			
	нагн.	добыв.	контр.	нагн.	добыв.	контр.	нагн.	добыв.	контр.	нагн.	добыв.	контр.	оценочн.
1. Закачка воздуха, а также периодическая закачка другого агента, например: – горячей воды, холодной воды, газа, парогаза	–	–	–	С	–	–	С	–	–	С	–	–	–
2. Давление на устье (трубное, затрубное)	–	Ф	–	С	□	–	С	□	■	С	□	Δ	–
3. Температура на устье (на выкидной линии)	–	Ф	–	–	□	–	–	□	–	–	■	–	–
4. *Пластовое давление*	Ф	Ф	Ф	–	–	–	●	◒	◒	Ф	Ф	Ф	Ф
5. Забойное давление	–	Δ	Δ	–	Δ	Δ	–	Δ	Δ	–	Δ	Δ	–
6. Дебит нефти, воды, газа	–	◪	–	–	◪	–	–	◪	–	–	Δ	–	Ф
7. Гидродинамические исследования													
7.1. *Метод неустановившихся отборов*	Ф	Ф	–	–	–	–	○	○	–	Ф	Ф	–	–
7.2. Метод установившихся отборов	–	Ф	–	–	–	–	–	●	–	–	Ф	–	–
8. *Анализ нефти в пластовых условиях*	производится согласно программ для конкретных месторождений												
9. Анализ нефти в поверхностных условиях	–	Ф	–	–	Δ	–	–	I–M	–	–	Ф	–	МН
10. Анализ попутного газа в *поверхн. условиях*	–	Ф	–	–	С	–	–	I–M	–	–	Ф	–	МН
11. Анализ попутной и закачиваемой воды	–	Ф	–	–	Δ	–	Ф	I–M	–	–	Ф	–	Ф
12. Профиль температуры вдоль ствола и продуктивного пласта скважины	Ф	Ф	Ф	–	–	□	◒	◒	□	Ф	Ф	■	Ф
13. Профиль приемистости, притока	Ф	Ф	–	–	–	–	◒	◒	–	Ф	Ф	–	Ф
14. Интервалы повышенного газо– и водосодержания пласта, состав *жидкости* в стволе скважины	–	Ф	Ф	–	–	–	–	◒	◒	–	Ф	Ф	Ф
15. Повреждение колонны, состояние качества цементажа, межпластовые перетоки	Ф	Ф	Ф	–	–	–	–	–	–	–	–	–	Ф
16. Оценка текущей и конечной нефтенасыщенности	при бурении оценочных скважин												

Условные обозначения (см. табл.6.I): Ф – разовые измерения для определения фоновых значений параметра.

Таблица 6.5.

Принципиальный комплекс исследований по контролю разработки нефтяных месторождений (при паротепловом воздействии)

Виды исследований, составляющих комплекс	подготовка к процессу скважины			процесс скважины			завершение процесса скважины			
	нагнет.	добыв.	контр.	нагнет.	добыв.	контр.	нагнет.	добыв.	контр.	оценочн.
1. Закачка пара, а также периодическая закачка другого агента, например: горячей воды, холодной воды, воздуха, газа, парогаза	–	–	–	С	–	–	С	–	–	–
2. Давление на устье (трубное, затрубное)	–	Ф	Ф	С	◪	–	С	◪	–	–
3. Температура на устье (на выкидной линии)	–	Ф	–	С	◪	–	С	◪	–	–
4. Пластовое давление	Ф	Ф	Ф	●	О	О	Ф	Ф	Ф	Ф
5. Забойное давление	–	Δ	Δ	–	Δ	Δ	–	Δ	Δ	–
6. Дебит нефти, воды, газа	–	◪	–	–	◪	–	–	I–M	–	Ф
7. Гидродинамические исследования										
7.1. Метод установившихся отборов	–	Ф	–	–	●	–	–	Ф	–	–
7.2. Метод неустановившихся отборов	Ф	Ф	–	О	О	–	Ф	Ф	–	–
8. Анализ нефти в пластовых условиях	Производится согласно программ для конкретных месторождений									
9. Анализ нефти в поверхностных условиях	–	Ф	–	–	◔	–	–	Ф	–	–
10. Анализ попутного газа в поверхностных условиях	–	Ф	–	Ф	◔	–	–	Ф	–	–
11. Анализ попутной и закачиваемой воды	–	Ф	–	Ф	Δ	–	–	Ф	–	Ф
12. Профиль температуры вдоль ствола и продуктивного пласта скважины	Ф	Ф	Ф	◔	●	Δ	Ф	Ф	Ф	Ф
13. Профиль приемистости, притока	Ф	Ф	–	●	●	–	Ф	Ф	–	Ф
14. Интервалы повышенного газо- и водосодержания пласта. Состав жидкости в стволе скважины	–	Ф	Ф	–	●	О	–	Ф	Ф	Ф
15. Повреждение колонны, состояние и качество цемента, межпластовые перетоки	Ф	Ф	Ф	–	–	–	–	–	–	Ф
16. Оценка текущей и конечной нефтенасыщенности	При бурении оценочных скважин									

Условные обозначения (см. табл. 6.1): *Ф – разовые измерения для определения фоновых значений параметра.*

В подготовительной стадии отбор проб и проведение анализов нефти, воды, газов проводятся один раз за весь период, при этом результаты определений принимаются за фоновые и используются в дальнейшем для сравнения. Построение карт и графиков в этот период не производится.

При инициировании ВГ наиболее важными параметрами, по которым можно судить о начале и протекании процесса розжига, являются компоненты газов. В связи с высокой скоростью движения газов в пласте отбор и анализ газов осуществляются ежесуточно.

В период осуществления процесса ВГ отбор проб и исследование всех параметров нефти, воды и газов проводятся один раз в месяц. В этот период на стадии опытно-промышленных работ строят графики изменения во времени с периодичностью один раз в квартал всех контрольных параметров извлекаемой нефти (кроме содержания парафина), для газов горения - на содержание кислорода, окиси углерода, двуокиси углерода, сероводорода и сернистого ангидрида и для всех контрольных параметров извлекаемой воды. На этой же стадии строятся карты текущих значений для параметров воды: плотность и водородный показатель (при этом целесообразность построения карт по плотности будет при условии, если до начала воздействия ВГ в пласты не осуществлялась закачка воды с целью заводнения); для составляющих газа (%); кислород, двуокись углерода - 1 раз в квартал. Карты текущих значений параметров нефти не строятся.

На стадии промышленного внедрения ВГ строятся графики с периодичностью один раз в квартал по индикаторным параметрам для

извлекаемых нефти и воды, а для составляющих газа - лишь содержание кислорода, двуокиси углерода, сероводорода. Построение карт текущих значений параметров на этой стадии производится аналогично стадии опытно-промышленных работ (для воды - плотность, водородный показатель, для газа - содержание кислорода, двуокиси углерода - один раз в квартал).

В период заводнения отбор проб и проведение анализов газа осуществляется один раз в квартал, а постороение графиков и карт не проводится. Периодичность отбора проб и проведение анализов нефти и воды остается такой же, как и для периода осуществления процесса ВГ. Графики для индикаторных параметров воды и нефти и карты для параметров воды в этот период строятся один раз в квартал.

В период завершения процесса отбор проб и проведение анализов нефти, воды и газа проводятся один раз за весь период или по мере необходимости. Построение графиков и карт в этот период не проводится.

Особенности *гидрохимического контроля* ПТВ.

Основным объектом исследований при гидрохимическом контроле ПТВ являются попутные пластовые воды, поступающие в добывающие скважины совместно с продукцией.

На подготовительной стадии при изучении естественного гидрохимического фона, не нарушенного процессами ПТВ, проводятся разовые исследования (табл.6.5.). В фонд исследуемых скважин включаются и пьезометрические скважины с целью оценки химического состава вод законтурной области залежей. На этой стадии изучения естественного (*либо сложившегося*) к *определенному периоду*

разработки гидрохимического фона залежей, как правило, до начала ПТВ, проводится исследование химического состава вод продуктивных горизонтов в полном объеме - химические анализы с определением плотности, общей минерализации и микроэлементов (йод, бром, бор, аммоний).

На стадии осуществления процесса разработки залежей используется весь фонд добывающих скважин зоны ПТВ один раз в месяц. На завершающей стадии - не реже одного раза в квартал.

Особенности гидродинамических исследований

при тепловых методах воздействия на пласт.

В связи с необходимостью быстрого реагирования на возможные изменения продуктивного и других параметров при осуществлении процесса термовоздействия исследование скважин методом установившихся отборов можно проводить на одном режиме, особенно в случае работы скважины в условиях поздней стадии разработки с незначительными пластовыми давлениями при низких депрессиях. При определении упругих или пластичных деформаций коллектора, подключения отдельных прослоев в разрезе продуктивной толщи и др. индикаторная диаграмма снимается на нескольких режимах.

Исследования проводятся один раз в год по скважинам опорной сети, в случае необходимости - по фонтанным скважинам на нескольких режимах - один раз в 2 года (табл.6.4. и 6.5.).

Исследования методом неустановившихся режимов проводятся в виде разовых по всем добывающим и нагнетательным скважинам в подготовительный период и завершающий. В период проведения процесса - один раз в два года (табл.6.4. и 6.5.).

Кривые падения (восстановления) давления в нагнетательных скважинах регистрируются в остановленной скважине как после нагнетания воздуха, так и воды. Интерпретация их позволяет определить не только фильтрационные параметры пласта и состояние призабойной зоны скважины, но и размеры зон воздействия вокруг скважины.

Исследование методом гидропрослушивания проводится по мере необходимости на этапе осуществления процесса воздействия не только для установления наличия или отсутствия гидродинамической связи между отдельными объектами (скважинами) и количественной оценки фильтрационных характеристик пласта в районе между возмущающей и реагирующей скважинами, но и для нахождения местоположения фронта горения.

Замеры забойного давления необходимо производить один раз в месяц одновременно с замерами дебитов нефти, воды, газа. Это позволит на период замеров строить индикаторные диаграммы и производить расчеты параметров фильтрации (табл. 6.4. и 6.5.).

6.3.6. Принципиальный комплекс исследований при физико-химических методах воздействия на пласт.

При разработке объекта с применением физико-химического воздействия различаются следующие основные стадии: подготовительная, осуществление процесса физико-химического воздействия и завершение работ.

На подготовительной стадии определяются начальные фоновые

характеристики объекта разработки (термические, литолого-физические, гидродинамические параметры пластов, свойства нефти, газа и воды), характеристика работы скважин и пластов, техническое состояние скважин.

Комплекс исследований аналогичен комплексу исследований при ПТВ (6.3.5.).

Перед закачкой химреагентов в пласт контролируются следующие параметры: плотность, вязкость и концентрация раствора, содержание солей жесткости в воде, используемой для приготовления раствора, и другие параметры, предусмотренные в применяемой технологии.

В процессе закачки химреагента указанные параметры контролируются еженедельно.

На стадии осуществления процесса физико-химического воздействия решаются задачи контроля и управления процессом разработки. Комплекс исследований для решения этих задач аналогичен применяемому при гидродинамическом воздействии (6.3.1.). В дополнение к нему определяется содержание закачиваемого реагента в продукции скважин (нефти, воде и газе) с периодчностью не реже одного раза в неделю или в соответствии с предписанной проектом применяемой технологии физико-химического воздействия.

Эффективность применяемой технологии на стадиях осуществления и завершения процесса воздействия определяется комплексом гидродинамических и промысло-геофизических исследований в нагнетательных, добывающих, контрольных и оценочных скважинах.

Комплекс промылово-геофизических методов для контроля

эффективности применяемого процесса аналогичен применяемому при других методах воздействия. Возможности оценки охвата, текущей и остаточной нефтенасыщенности значительно расширяются при использовании в контрольных скважинах стеклопластиковых обсадных труб.

Оценка охвата, текущей и остаточной нефтенасыщенности по данным гидродинамических методов проводится по специальным программам.

6.3.7. Опорная сетка скважин.

В реальных условиях возможности проведения исследований и измерений, особенно глубинных, в полном соответствии с требованиями настоящего "Комплекса" ограничиваются рядом факторов:

- сложными климатическими и гидрографическими условиями района, сокращающими период проведения работ по исследованию скважин;

- состоянием фонда скважин (наличием большого количества искривленных, наклонных скважин; конструкции скважин, технологического оборудования и режима работы, ограничивающими возможности их исследования и др.);

- ограниченной мощностью служб исследования скважин.

В этих условиях возможно сокращение объема исследований скважин по сравнению с требованиями "Принципиального комплекса".

Измерение параметров, характеризующих приемистость, дебит, состав жидкости, устьевые давления, должно проводиться в полном объеме с периодичностью, установленной "Принципиальным

комплексом".

Глубинные исследования, связанные с контролем энергетического состояния залежи, с контролем выработки запасов и контролем эффективности методом воздействия (барьерное заводнение, водогазовое воздействие, закачка ПАВ и др.), могут проводиться не во всех скважинах эксплуатационного фонда.

Основным условием сокращения объема работ является выбор и обоснование опорной сетки скважин, в которой сосредоточиваются данные виды исследований. Под опорной сеткой скважин понимается часть фонда скважин, исследование которой в соответствии с требованиями "Принципиального комплекса" позволяет получать необходимую информацию, отражающую основные особенности геологического строения и процесса разработки эксплуатационного объекта.

Выбор и обоснование опорной сети скважин должен производиться проектирующей, добывающей и промыслово-геофизической организациями.

Конструкция, техническое состояние и оснащение скважин опроной сети должны обеспечивать возможность спуска глубинных приборов на забой независимо от способа эксплуатации. Для решения задач контроля, связанных с проведением промыслово-геофизических исследований, конструкции скважин опорной сети могут быть предусмотрены стеклопластиковые хвостовики, открытый забой и др.

Сокращение объемов исследований в "Обязательном комплексе" по сравнению с "Принципиальным" должно быть обосновано и утверждено производственным объединением в Миннефтепроме.

Часть 2. Применение комплекса гидротермодинамических, промыслово-геофизических и физико-химических исследований для контроля разработки нефтяных месторождений при термических и физико-химических методах воздействия на пласт.

1. Основные особенности процессов теплового поздействия на пласт.

В процессе нефтеотдачи при термическом воздействии на пласт в едином цикле проявляются многие механизмы извлечения нефти: ее вытеснение водой при пластовой температуре, горячей водой с переменной температурой, насыщенным водяным паром, движущимся фронтом горения, газом, смешивающееся вытеснение и др. В пласте происходит неизотермическая фильтрация многокомпонентной системы с фазовыми переходами, затрагивающими не только подвижные компоненты, но и пористую среду.

При термическом воздействии используются очень подвижные агенты - воздух и пар, что само по себе создает предпосылки для устойчивого перемещения границы "нефть - вытесняющий агент" как по толщине пласта, так и по площади залежи.

Вместе с тем, общая картина течения не является хаотической и носит упорядоченный характер в силу неизбежности отставания температурного фронта от гидродинамического, происходящего вследствие прогрева большой массы инертного тела - пористой среды.

Фактически в пласте формируется несколько достаточно четких зон и границ, отличающихся не только термодинамическим состоянием, но также локальными изменениями насыщенности фаз, физико-химических свойств жидкостей и газов, физических свойств

пород, теплофизических характеристик фильтрационных и тепловых потоков.

Основными зонами являются: зона активного горения - здесь температуры максимальны, для различных условий пределы их 200-600 и более ^{o}C: поры пласта заполнены газами горения, твердым углеродным остатком - коксом, небольшим количеством водяных и углеводородных паров; зона насыщенного пара - с температурами близкими к предельной температуре насыщенного пара при давлении равном данному пластовому давлению, поровое пространство заполнено в основном водяным и углеводородными парами, находящимися в равновесии с конденсатом воды и части легких углеводородов; зона регенерации тепла ("выжженная" зона) - температура в ней изменяется от температуры в очаге горения до охлажденной закачиваемым воздухом части пласта, близкой к начальной пластовой, поровое пространство заполнено воздухом, парами воды и углеводородов, остаточными водой и нефтью. Исходя из этого, физическое поле температур позволяет, в зависимости от постановки задачи, наблюдать за положением различных зон в пласте, находящемся под термическим воздействием. Например, максимальные возмущения температурного поля соответствуют только положению самого очага горения и не совпадают с положением фронта вытеснения или других термодинамических уровней.

Указанным термодинамическим зонам пласта соответствуют изменения и других физических полей.

Так, в зоне очага горения соответствуют максимальное значение удельного электрического сопротивления (УЭС), т.к. в этой зоне

минимальна насыщенность пластовой водой, определяющей УЭС. Ей же характерны: максимальное уменьшение скоростей продольных сейсмо-акустических волн (V_p) и увеличение коэффициента поглощения продольной волны (δ_p). Этой же зоне соответствует и граница максимального вытеснения нефти.

Зоне насыщенного пара соответствует максимальный градиент удельного электрического сопротивления, ее границы выделяются максимальным и минимальным значениями УЭС. Аналогичными же являются и изменения полей продольных скоростей и коэффициента затухания.

Таким образом, границы наиболее выраженных и активных термодинамических зон пласта достаточно контрастно прослеживаются в электрофизических и сейсмо-акустических полях, что создает предпосылки – применения электроразведочных и сейсмических методов разведки для их выделения.

Процессы, протекающие при внутрипластовом горении, приводят к деформации плотностных (δ) и упругих полей (φ).

Кроме того, в пласте в процессе закачки в него пара или развития внутрипластового горения появляются участки нарушенного физико-химического пластового равновесия, которым должны соответствовать отражающие границы сейсмических волн, расположенные ортогонально к напластованию.

Рядом исследователей отмечаются и другие изменения породы и флюидов, деформирующие природные физические поля: потеря магнитности минералом магнетатом при температурах 500-600°C; изменения поровой структуры карбонатных пород при температурах,

начиная с 200-250°С и т.д. Отмеченные преобразования носят разный по интенсивности характер при различных методах термического воздействия.

Так, при паротепловом воздействии (ПТВ) температурное влияние, а следовательно, и преобразования пород и флюидов менее выражены , чем при ВГ.

Нагнетательные скважины при ПТВ длительное время (несколько лет при площадном воздействии) находятся под воздействем высоких температур, превышающих термостойкость большинства производимых скважинных приборов и кабеля.

При ВГ можно исследовать скважины при прохождении очага горения через скважину либо при непосредственном приближении к ней, в остальное время исследования проводятся серийной аппаратурой.

2. Промыслово-геофизический контроль разработки нефтяных месторождений термическими методами.

Задачи промыслово-геофизического контроля при термическом воздействии аналогичны задачам контроля разработки на естественном режиме либо заводнении. Решение некоторых из них не имеет принципиальных отличий и с точки зрения промысловой геофизики зависит от метода разработки (задачи определения интервалов обводнения пластов, установления положения ВНК, текущей нефтенасыщенности пластов) нашло отражение в действующих руководствах [58,70]. Ограничивающими условиями могут быть лишь высокие температуры, превышающие технические возможности

скважинной аппаратуры.

Основными специфическими задачами являются:

- оценка охвата объекта разработки процессом термического воздействия по толщине пласта и площади залежи;

- изучение технического состояния скважин.

В настоящем руководстве дано описание методических приемов проведения геофизических исследований скважин и интерпретации полученных результатов именно для этих задач.

2.1. Способы определения охвата объекта разработки процессом термического воздействия.

В задачу контроля входит выделение интервалов притока, состава флюида, поступающего в скважину, газожидкостных границ скважинного столба жидкости.

Комплекс ГИС, применяемый в добывающих скважинах для решения этих задач состоит из методов - ВТерм, ТКР, ГК, НГК(ННК), ЛкМ, ПЭ, МехГ, ГГП, ВлМ, Рез, АкР (акустическая расходометрия-шумометрия).

Геофизические исследования эксплуатационных скважин на месторождениях высоковязких нефтей ведутся в сложных условиях:

- средний дебит жидкости составляет 6-8 т/сут при изменении от одной до 40-50 т/сут и буферном давлении 0,2-1,2 МПа;

- вязкость нефти колеблется в пределах 150-650 МПа·с;

- скважины работают многофазным потоком - смесью нефти, воды и газа с образованием песчаных пробок, часто в нестационарном пульсирующем режиме;

- газовая составляющая колеблется в широких пределах и связана с прорывами воздуха, газов горения, нефтяных газов, выделяемых в процессе термовоздействия.

Многофазность потока влечет за собой образование различных типов и структур смеси, изменение в широких предалах скоростей потока, что приводит к изменению содержания компонентов смеси по диаметру и стволу скважины. Тип смеси, заполняющей ствол скважины, в зависимости от процентного содержания компонентов может быть трех видов: гидрофильным, гидрофобным и инверсионным. При этом структура потока принимает различные формы: капельную, стержневую, пенную, эмульсионную, четочную. В широких пределах изменяется тип потока смеси от ламинарного, через переходный к турбулентному.

При малых скоростях потока флюида, когда невозможен полный вынос воды из скважины, образуется столб застойной воды, частично или полностью перекрывающий интервал перфорации.

Приближение фронта воздействия вызывает значительное увеличение обводнения продукции, так называемый "водяной вал" и затем повышение температуры в продуктивной части пласта до 100°C и выше. Увеличение обводненности продукции свыше 40% фактически исключает из комплекса традиционный метод выделения работающих интервалов - ТКР и снижает эффективность других методов. Задачи контроля за разработкой, особенно выделение водоотдающих интервалов, осложняются тем, что обводнение происходит слабоминерализованными водами, что снижает информативность нейтронных методов.

Факторами, влияющими на информативность методов контроля

разработки являются прорыв смеси воздуха, газов горения (на ВВГ) и нефтяных газов в добывающие скважины.

Поступление флюида с повышенным газосодержанием в скважину наблюдается в наиболее проницаемой части пласта, и по мере развития процесса воздействия именно по этим пропласткам происходит обводнение продукции. Таким образом, их фиксация позволяет заранее предвидеть наиболее вероятные интервалы обводнения.

Методами, позволяющими выделять такие пласты являются Акр, нейтронные методы и частично МехР и ТКР.

Распределение температуры в стволе добывающей скважины обусловливается в основном тремя факторами: теплообменом восходящего потока жидкости, дроссельным эффектом, колориметрическим смешиванием жидкости, движущейся в скважине, с флюидом, поступающим в пласт в различной начальной температурой. В скважинах с одним однородным по проницаемости пластом интервалы по характеру насыщения выделяются по эффекту дросселирования.

В добывающих скважинах с несколькими перфорированными интервалами происходит колориметрическое смешивание двух потоков - восходящего и притекающего из пласта. В интервале их смешения наблюдается понижение температуры.

В скважинах, работающих нефтью через столб воды, термометрия, особенно высокочувствительная (термометры с разрешающей способностью 0,01–0,05°С), является наиболее достоверным источником информации об отдающих интервалах.

Регулярное наблюдение за развитием температурной аномалии

позволяет получить сведения о характере охвата пласта воздействием и скорости продвижения теплового фронта.

Для уточнения данных, полученных по термометрии, дополнительно применяется метод ИМР, заключающийся в закачке радоновой воды через нагнетательную скважину в пласт.

Одним из основных методов изучения и выделения интервалов и профилей притока является дебитометрия.

Механическая расходометрия (МехР) считается потенциальным методом получения количественных данных о профиле притока, однако малодебитность скважин, зависимость показаний от вязкости нефти и наличие механических примесей резко снижает его информативность.

Термокондуктивная расходометрия имеет ряд преимуществ по сравнению с механической: обладает повышенной пороговой чувствительностью и при благоприятных условиях способна обнаружить притоки даже при капельном истечении нефти, в меньшей мере зависит от вязкости нефти. В то же время показания ТКР подвержены влиянию целого ряда факторов: режимов течения, геометрии обтекания датчиков прибора, теплофизических характеристик притока. Необходимо учитывать, что изменение свойств среды приводит к изменению показаний приборов.

Акустический метод расходометрии (шумометрия) - АкР основан на регистрации шумов работающего пласта, служит для выделения отдающих интервалов, мест нарушения колонны и заколонных перетоков.

Метод АкР особенно эффективен при выделении мест прорыва газовоздушной смеси.

К недостаткам метода необходимо отнести уменьшение полезного сигнала при увеличении внешнего давления, т.е. наличии большого столба застойной воды.

Плотнометрия (ГГП) используется для выявления источников и интервалов обводнения, а также интервалов, работающих с повышенным газовым фактором, однако в слодных условиях проведени исследований методГГП несет ограниченную информацию.

Потенциалометрия (ПЭ) основана на том, что при движении жидкости относительно твердой фазы, а также появлении в движущемся углеводородном потоке нерастворимой взвешенной фазы (капель воды, пузырьков газа, частичек песка) и их трении друг о друга наблюдается неэквивалентный обмен зарядами. Это происходит не только в пласте, но и между колонной и пластовой жидкостью. Величина возникающего при этом потенциала зависит от химического состава металла и флюида. Метод ПЭ служит для выделения интервалов пласта, работающих нефтью, водой или флюидом с повышенным газовым фактором.

Радиоактивные методы, применяемые на месторождении, включают в себя ГК, НГК или ННК.

Метод ГК используется в основном для привязки исследований к разрезу.

Нейтронные методы НГК, ННК при малой минерализации пластовых и обводняющих вод малоэффективны при выделении интервалов обводнения и применяются в основном, особенно на участке ВВГ, для выделения пластов, работающих с повышенным газосодержанием.

Выявление интервалов пластов, охваченных термическим

воздействием, осуществляется с помощью разработанных приемов интерпретации данных комплексных исследований скважин.

Один из способов решения этой задачи состоит в проведении системных геофизических измерений в неперфорированных контрольных скважинах, расположенных на пути движения очага горения в продуктивном пласте.

Индикация охваченного воздействием интервала пласта в разрезе контрольной скважины основана на изучении степени газонасыщенности пород и характера их охлаждения после прохождения очага горения через забой.

Этот вывод подтверждается термограммами (терм), зарегистрированными на этапе охлаждения пласта при удалении фронта горения от забоя рассматриваемой контрольной скважины (рис.2.1.). Температуры верхнего и нижнего интервалов пласта до апреля 1983 г. мало различались между собой. Однако через несколько месяцев благодаря начавшемуся охлаждению пласта их температуры существенно различаются: на 07.08.83. температура нижних пропластков понизилась высокой - 168,5°С, так как последняя является носителем значительного запаса тепла вследствие приуроченности к ней основного очага ВГ.

Выводы:

1. Из рассмотренных методов ГИС наиболее достоверную информацию об отдающих интервалов дает комплексное применение АкР, ТКР, ВТерм.

2. В сложных условиях при большой обводненности и значительном газовом факторе использование максимально возможного

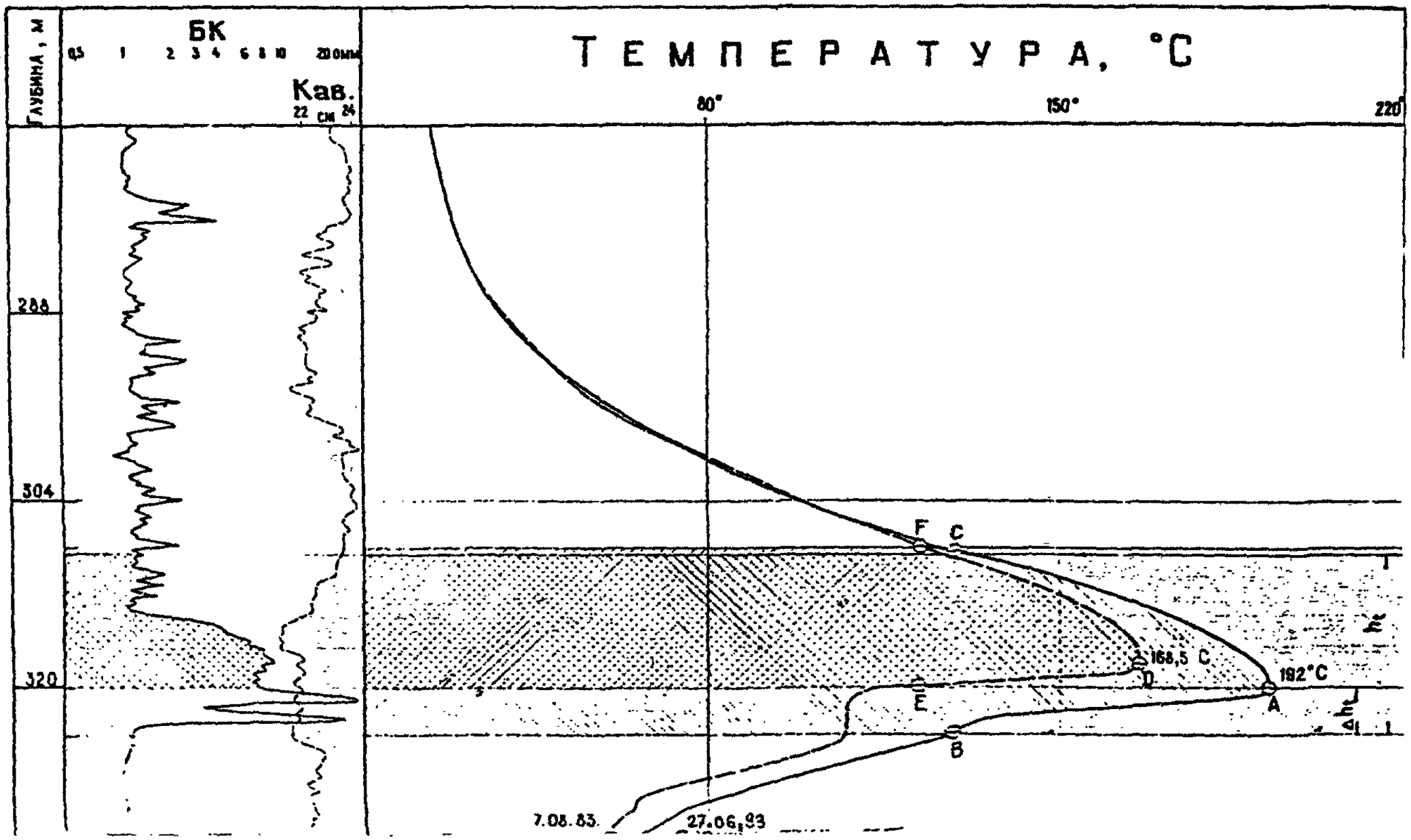

Глубина, м
БК
Ом·м
Кав.
см
ТЕМПЕРАТУРА, °С
80°
150°
220°
288
304
320
F
C
168,5 C
192°C
D
E
A
B
7.08.83.
27.06.83

Рис. 2.I.

комплекса ГИС и вариаций условий проведения исследований позволяют детально интерпретировать работающие интервалы с выделением их границ и определения характера поступающих флюидов.

3. Ранняя фиксация интервалов, работающих с повышенным газовым фактором, позволяет предсказать наиболее вероятные интервалы обводнения продукции.

4. Наиболее эффективным методом изучения интервалов пласта, охваченных термовоздействием (ВГ или ПТВ), является применение внутрипластовой закачки при генерации индикатора, который может быть различной природы.

При осуществлении термовоздействия методом ВГ в пласт закачивается воздух и затем в нем генерируется газовоздушная смесь, которая, двигаясь к наблюдательным или добывающим скважинам, становится газовым индикатором наиболее проницаемых интервалов пласта. Эти участки пласта не только быстрее обводняются, но также являются основными каналами для продвижения очагов внутрипластового горения или жидкого теплоносителя.

5. В процессе ВГ или паротеплового воздействия (ПТВ) газовоздушные смеси и пластовые жидкости разогреваются и, производя при своем движении теплоперенос, превращаются в тепловые индикаторы фильтрационных потоков в пласте. Их поступление в скважину отмечается положительными температурными аномалиями, которые тем точнее характеризуют размеры проницаемых интервалов, чем меньше на первых порах температура теплоносителя отличается от пластовой.

6. Основной недостаток комплекса ГИС, обусловленный

повышенной вязкостью нефти, малой скоростью и пульсирующим характером притока жидкости, состоит в невозможности количественной оценки профиля притока жидкости из пласта.

2.1.1. Выделение воздухопринимающих интервалов пластов.

Для выделения воздухопринимающих интервалов предложен следующий комплекс ГИС: термометрия (Терм), шумометрия (Шум), влагометрия (ВлМ), нейтронные методы (ННК).

Термометрия проводится при двух режимах: в работающей скважине при закачке воздуха и через 4 часа после ее остановки. После остановки скважины температура против принимающих пластов изменяется в зависимости от соотношений температуры закачиваем о воздуха и пласта.

Шумометрия используется для регистрации шумов, возникающих при движении воздуха в пласте.

Основной задачей, решаемой при замере влагомером, является определение положения ВВР в стволе скважины.

На рисунке (2.2.) представлен пример применения комплекса ГИС для выделения воздухопроницаемых интервалов в скв. 2130 участка ВВГ месторождения Караганбас.

Скважина перфорирована в интервалах 303-306 м, 308-312 м, 313-315 м, первоначальный забой на глубине 342 м. В скважине выделяются следующие принимающие интервалы 303,8-306 м, 308-309,2 м, 309,8-310,6 м, 311-311,8 м, 313-315 м, 316-318 м, 318,6-319 м, водовоздушный раздел отбирается на глубине 316 м, искуственный забой (голова песчаной пробки) - 320 м.

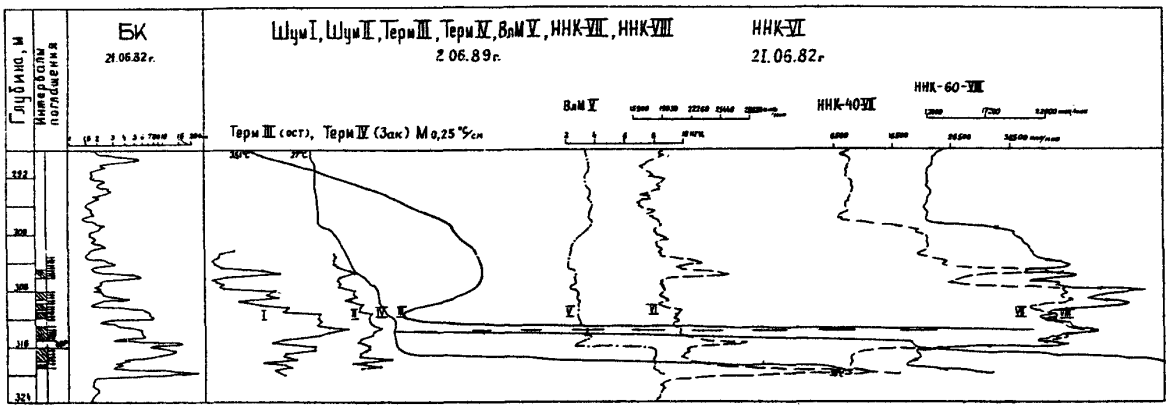

Глубина, м
Интервалы поглощения
БК
21.06.82г.
Шум I, Шум II, Терм III, Терм IV, ВлМ V, ННК-VII, ННК-VIII
2.06.89г.
ННК-VI
21.06.82г
ВлМ V
ННК-40-VII
ННК-60-VIII
Терм III (ост), Терм IV (Зак) М 0,25 %/см
I
II
III
IV
V
VI
VII
VIII

Рис. 2.2.

Как видно из рисунка, наиболее информативными являются шумометрия и нейтронные методы. Но если по данным шумометриии выделяются общие интервалы приемистости, то по кривой ННК выделяются отдельные пропластки. Анализ кривых термометрии (в остановленной скважине), шумометрии и ННК-40, 60 указывает на то, что интервал 311-311,8 м принимает воздух в меньшей мере, чем остальные пласты, а в интервале перфорации 303-306 м принимает только нижняя часть пласта. По данным кривых ННК отмечается наличие воздуха в неперфорированных пропластках в интервале 299-303 м. Ниже водовоздушного раздела информативность нейтронных методов резко падает и выделение принимающих интервалов возможно только по кривым шумомера.

2.1.2. *Выделение принимающих интервалов в* паронагнетательных скважинах.

Особенности паротеплового воздействия в технике и технологии по сравнению с методами внутрипластового горения и закачкой горячей воды требуют особого подхода к организации контроля за этим процессом.

При незначительных температурах в стволе скважины, не превышающих предел термостойкости аппаратуры, в паронагнетательных скважинах исследования проводятся расширенным комплексом ГИС.

Единственным техническим средством при исследовании работающих паронагнетательных скважин является станция контроля при тепловых методах добычи нефти СКТ, использующая термопарный кабель КТМС термостойкостью до 600°С.

12 ¾ - 2750

Герметичность эксплуатационной колонны паронагнетательной скважины по всей ее длине может быть определена методом термометрии в режиме прогрева, естественного и искуственного охлаждения, а ниже интервала перфорации и в режиме нагнетания пара.

Наиболее информативными среди термографических методов являются исследования при естественном режиме остывания.

С целью уточнения мест утечки необходимо искусственное охлаждение скважины путем закачки холодной воды в затрубное пространство. При этом место нарушения отмечается характерным понижением температуры.

Для оценки принимающих толщин пласта введен коэффициент приемистости пара $K_{пр.п.}$. Его величина зависит от степени открытости интервала перфорации, а также давления закачки рабочих агентов.

2.2. Определение технического состояния скважин.

Качество цементирования определяется по геофизическим данным, получаемым при исследовании термометрией, акустическими и радиометрическими методами. Ни один из методов не позволяет получить количественных заключений, а ограничивается качественными оценками степени контакта цементного камня с колонной и породой и заполнения цементным раствором затрубного пространства.

Для оценки степени разобщения пластов используется коэффициент качества цементирования $K_ц = \frac{h}{H}$ (2.1.)

Эффективными средствами оценки качества цементирования

является метод по радону (ИМР) и в воздухонагнетательных скважинах - по воздуху.

В процессе применения метода ИМР в скважину закачивается порция растворенного в воде радона, которая при плохом состоянии цементного кольца проникает в неперфорированные пласты, которые отмечаются аномальными значениями ГК по сравнению с фоновыми.

Для достоверного определения мест поглощения индикаторной жидкости необходимо при ее закачке следить за продвижением по стволу скважины и затрубью с помощью непрерывного замера методом ГК. Если агент уже закачан в пласт и не зафиксирован при исследовании, то необходимо вызвать обратный приток жидкости из пласта.

Геофизических методов для однозначного выявления интервалов перфорации в настоящее время нет. При благоприятных условиях, когда колонна не подвержена коррозии и не загрязнена, с помощью разновидности локатора муфт (ЛкМ); локатора перфорированных отверстий (ЛПО), отличающегося большей чувствительностью, иногда возможно выделить интервалы перфорации.

При подозрении на повреждение колонны проводятся работы по выявлению предполагаемого места нарушения с помощью термометрии при закачке контрастной жидкости или закачки индикаторов, затем проводят дефектоскопию колонны прибором ДСИ. При обнаружении нарушений колонны с целью выявления их конфигурации проводиться исследование акустическими телевизором - САТ.

При термических методах разработки месторождений основанными методами, служащими для выявления заколонных перетоков являются термометрия, радиоактивные методы и шумометрия (АкР).

В паронагнетательных скважинах основной метод определения заколонных перетоков-термометрия.

В воздухонагнетательных скважинах основными методами определения перетоков являются нейтронные методы и шумометрия.

В добывающих скважинах основной метод выделения интервалов перетоков - термометрия.

При решении задачи по определению перетоков особое внимание необходимо обращать на качество цементрирования. Плохое качество цементирования является основным признаком наличия межпластовых перетоков.

3. Гидродинамические исследования по контролю за процессом внутрипластового горения и паротеплового воздействия.

Одним из основных элементов контроля процесса ВГ является проведение комплексных гидротермодинамических исследований как в нагнетательных, так и в добывающих скважинах [15,69,70,58].

3.1. Термодинамические исследования нагнетательных скважин при ВГ.

Термодинамические исследования нагнетательных скважин в условиях ВГ проводятся для определения принимающих пропластков, а среди них тех, в которых происходит продвижение фронта горения.

С этой целью термометрия по стволу нагнетательных скважин проводится как при закачке агентов (воды и воздуха), так и в период остановки скважин.

Для однозначной интерпретации термограмм, начиная с момента формирования очага горения, выделяется три стадии продвижения фронта горения в пласте во времени:

- начальная стадия формирования фронта горения в самой нагнетательной скважине, когда принимающие пласты определяются по максимуму температуры зарегистрированных в этой скважине термограмм (рис.3.1.а, линии 1.2);

- стадия, соответствующая перемещению зоны высоких метператур на первые несколько метров от нагнетательной скважины, в период которой после прекращения нагнетания воздуха против пласта, где идет горение, довольно быстро формируется значительная положительная аномалия, регистрируемая на термограммах (рис.3.1 а, линии 3,4. и рис.3.1.б, линии 1,2,3,4);

- стадия продвижения фронта горения при длительном нагнетании воздуха и воды, в период которой температура принимающих пластов становится ниже, чем у пород кровли и подошвы (рис.3.2.а, линия 1, рис.3.2.б, линия 1.2.).

При интерпретации термограмм в нагнетательных скважинах следует также иметь в виду, что на начальной стадии в однородных по толщине пластах, имеющих толщины несколько метров и более, процессы горения происходят вначале в верхней части пласта за счет гравитиционного разделения. Затем, при дальнейшем нагнетании воздуха процессы горения будут распространяться вглубь пласта и постепенно перемещаться вертикально вниз. При этом на термограммах, регистрируемых в различные моменты времени, наблюдаются перемещения положительной аномалии температуры.

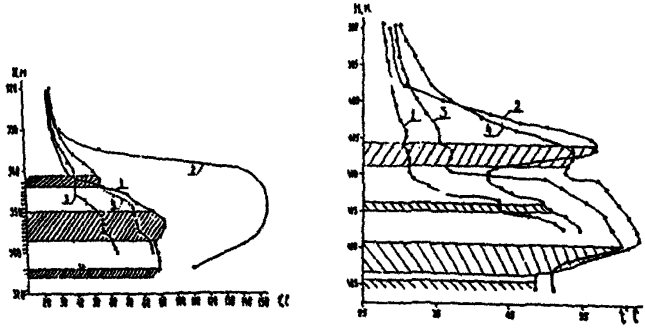


Рис. 3.I. Кривые распределения температуры по стволу нагнетательной скважины.

а – скв. № 3323 б – скв. № 2639

I,3, и 2,4 изменение температуры соответственно при нагнетании воздуха и после прекращения его закачки.

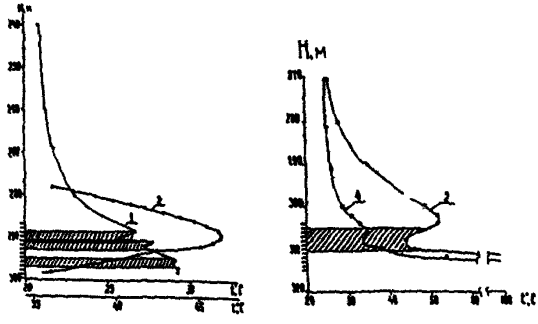


Рис. 3.2. Кривые распределения температуры по стволу нагнетательной скважины.

а – № 3326 б – скв. № II

I и 2,4 – изменение температуры соответственно при нагнетании воздуха и после прекращения его закачки.

соответствующей горящему интервалу пласта, вниз по его толщине (рис. 3.1.6, линии 2,4).

Продуктивная толща часто представляет собой переслаивание проницаемых и непроницаемых пропластков. При инициировании горения в скважине, вскрывающей такой пласт, очаги горения могут формироваться не во всех проницаемых пропластках.

При исследованиях водо-воздухонагнетательных скважин на месторождениях, где используется ВГ, кроме обычного выделения проницаемых принимающих пропластков, следует определять по каким из них происходит продвижение фронта горения.

При значительном удалении фронта горения от нагнетательной скважины выделение по термограммам пропластков, по которым происходило его продвижение, вызывает большие трудности.

Рассмотрим на примере скв. N3375 площади Хорасаны Балаханы-Сабунчи-Романинского нефтяного месторождения методические особенности оценки охвата пласта по толщине процессом горения по данным термометрических исследований. С целью изучения выжженной зоны пласта, формирующейся вокруг нагнетательной скважины, была пробурена оценочная скв. N3375 в 30 м от скв. N3326 - первой скважины, в которой было осуществлено инициирование горения. Анализ керна, отобранного в ней, показал, что фронт горения на этом участке уже прошел.

На термограмме, зарегистрированной в оценочной скв. N3375, простаивающей один месяц после выхода ее из бурения, отмечается (рис. 3.3., линия 1), что прогретой является вся вскрытая толща. На рис. 3.3. на оси абсцисс температура дана в двух масштабах - слева

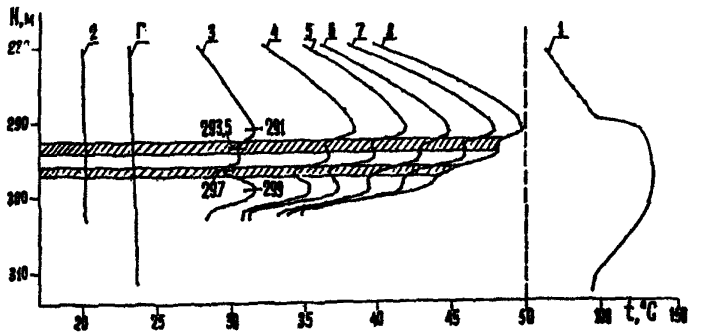


Рис. 3.3. Изменение температуры по стволу оценочной скв. № 3375 пл. ХАРАСАНЫ

Г – геотермограмма; 1 – термограмма в простаивающей скважине через месяц после бурения, 1977 г.; 2 – термограмма по стволу скважины при нагнетании воды, 1979 г.; 3 – 8 – термограммы по стволу скважины через 6, 13, 19, 26, 37 и 49 часов после прекращения нагнетания воды, 1979 г.

от вертикальной пунктирной линии один масштаб, справа от нее - другой, более мелкий. Степень прогрева можно оценить путем сравнения с кривой естественного (геотермического) распределения температуры (рис. 3.3., линия г). Наиболее существенная положительная аномалия температуры отмечается в интервале 289-308 м, в пределах которого очевидно находятся пропластки, по которым происходило движение фронта горения. Более детально определить пропластки по данной термограмме невозможно. Прогрев выше- и нижележащих отложений объясняется потерями тепла в кровлю и подошву, происходившими при прохождении фронта горения.

Чтобы выделить пласты, в которых происходит горение, когда фронт его уже значительно удален от исследуемой скважины, следует регистрировать в остановленной скважине целую серию термограмм на различные моменты времени от нескольких часов до нескольких суток. Специальная обработка, которая излагается ниже, позволяет однозначно выделять и искомые пласты.

На рис. 3.3. представлена серия термограмм, зарегистрированных в скв. N3375 позже при нагнетании воды (рис. 3.3., линия 2) и через 6,13,19,26,37 и 49 часов после прекращения нагнетания (рис. 3.3., линия 3-8). Термограмма, замеренная при нагнетании воды, имеет прямолинейный вид. Продуктивная часть ствола скважины оказалась охлажденной до 20°С, что даже ниже естественной температуры горных пород (рис. 3.3., линия г). На термограммах, зарегистрированных в остановленной скважине, характеризующих прогрев ее ствола после прекращения нагнетания воды (рис. 3.3., линия 3-8), отмечается чередование

положительных и отрицательных аномалий температуры, сохраняющееся на всех кривых. Какие аномалии соответствуют принимающим пластам, а среди них тем, по которым движется фронт горения - сказать трудно. Для дальнейшего исследования выбрано 4 характерных сечения на глубинах: 291; 293,5; 297 и 299 м. Они показаны на линии 3. В первом и последнем сечениях (291 и 299 м) отмечены максимумы, между ними на глубинах 293,5 и 297 м зафиксированы минимумы температуры, разделенные еще одним максимумом на глубине 295 м.

Если анализ изменения абсолютных значений температуры не позволяет выявить искомые пропластки, то следует рассмотреть величины скоростей прогрева и их изменение как по стволу скважины, так и во времени в каждом выбранном сечении. Скорость прогрева зависит, в основном, от величины радиального теплового потока. В пропластках, по которым движется фронт горения, величина радиального теплового потока выше, чем в окружающих породах, поэтому и скорость прогрева в этих пропластках будет наибольшей. Для нахождения скорости прогрева разность температур Δt, определяемая в каждом выбранном сечении по паре соседних термопрофилей (рис. 3.4.), делится на период времени между моментами регистрации этих профилей.

3.2. Интерпретация термометрических исследований добывающих скважин при ВГ.

Для надежной интерпретации данные термометрии добывающих скважин сопоставляются с кривой естественного распределения температуры по разрезу горных пород (геотермой). Геотерма

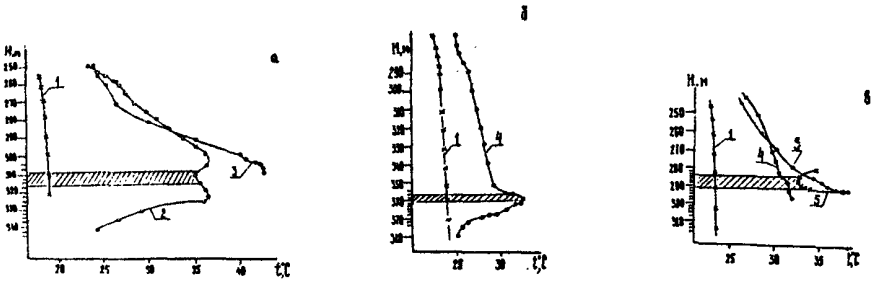


Рис. 3.4. Термограммы по добывающим скважинам площади Харасаны.

а – скв. I0 б – скв. I9 в – скв. 4

I – геотермограмма; 2 – распределение температуры в простаивающей после промывки водой скважине; 4,5 – распределение температуры в работающей скважине; 3 – распределение температуры в длительно простаивающей скважине.

регистрируется в длительно простаивающей с удаленной от очага горения скважине. С достаточной степенью точности эту кривую можно считать одинаковой для всей площади.

При сопоставлении геотермы с кривыми термометрии в верхней части ствола скважины выделяются некоторые аномалии, которые, в основном, вызываются следующими факторами: - в простаивающих скважинах, в которых имеется уровень жидкости, переходом термографа из воздушной среды в жидкую; - в добывающих насосно-компрессорных скважинах - охлаждением ствола скважины закачиваемым врздухом и т.д.

Все подобные аномалии на кривых термометрии должны быть исследованы в каждом случае для того, чтобы выделить в чистом виде влияние процессов ВГ.

В нижней части ствола скважины интерпретации термограмм проводится с учетом условий, в которых находится скважина на момент исследования. Если исследования проводились в простаивающей несколько суток скважине, в ней можно получить действительные или близкие к ним значения температуры пластов на данный момент времени в условиях, когда какие-либо факторы, кроме внутрипластового горения, не влияют на температуру (рис.3.4.а,в, линия 3). На теромграммах хорошо выделяются по минимуму температуры проницаемые пропластки, которые при промывке скважины поглощали воду и охлаждались (рис.3.4.а, линия 2).

По кривой распределения температуры в работающей скважине выделяются пропластки, отдающие нефть. На термограмме им соответствуют положительные аномалии температуры, возникающие при

дросселировании нефти, поступающей из пласта в скважину (рис. 3.4.б,в, линия 4). Из-за эффекта дросселирования нефти действительную температуру пластов по термограмме в добывающей скважине определить нельзя. Для того, чтобы оценить величину прогрева вследствие теплового воздействия на пласт, нужно из общего значения повышения температуры в работающей скважине выделить величину прогрева за счет дросселирования. Изменение температуры ΔT поступающего из пласта флюида в результате дроссельного эффекта можно определить по известной формуле

$$\Delta T = \mathcal{E} \Delta P \quad , \qquad (3.1.)$$

где: $\mathcal{E}$ - коэффициент дроссельного эффекта Джоуля-Томсона, °С/МПа.

ΔP - депрессия на пласт, МПа.

Если известна депрессия на пласт, то, ориентировочно приняв значение коэффициента Джоуля-Томсона, можно приближенно оценить величину прогрева за счет дросселирования. Например, общее превышение температуры против работающего пласта в скважине над начальной составляет 8,5°С, депрессия на пласт - около 0,3 МПа, коэффициент Джоуля-Томсона для нефти - в среднем 2°С/МПа.. Прогрев в результате дросселирования не превышает 1°С. Следовательно, в основном пласт в районе скважины прогревается в результате ВГ, (рис. 3.4.б, линия 4).

Пропластки, по которым движется значительное количество газа, образующегося при горении и испарении нефти, на термограммах в работающих скважинах отмечаются понижением температуры. Отрицательные аномалии температуры против них образуются вследствие охлаждения газа по тому же дроссельэффекту (рис. 3.4.в,

линия 5).

3.3. Гидродинамические исследования нагнетательных скважин по методу падения (восстановления) давления.

Кривые падения (восстановления) давления в нагнетательных скважинах регистрируются в остановленной скважине как после нагнетания воздуха, так и воды. По интерпретации кривых опредяются фильтрационные параметры пласта, состояние призабойной зоны скважины и размеры зон воздействия вокруг скважины.

3.3.1. Типы промысловых кривых изменения давления.

Кривые изменения забойного давления, зарегистрированные в нагнетательных скважинах, могут иметь различные формы (рис.3.4.).

В зависимости от их формы кривые подразделяются на три группы:

- КВД с одним прямолинейным участком;

- КВД с двумя прямолинейными участками, причем наклон первого учатска меньше наклона второго;

- КВД с тремя прямолинейными участками, причем наклон второго участка меньше первого и третьего.

Наличие только одного прямолинейного участка на КВД (рис.3.5., кривая 5) объясняется тем, что в скважину несколько лет закачивается только один воздух. Это привело к образованию однородной по свойству выжженной части пласта. Размеры ее довольно велики, так как за время исследований не получен импульс давления

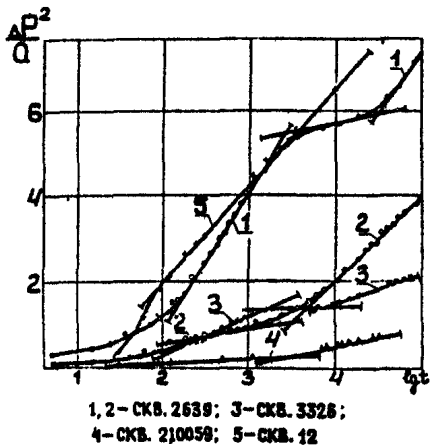
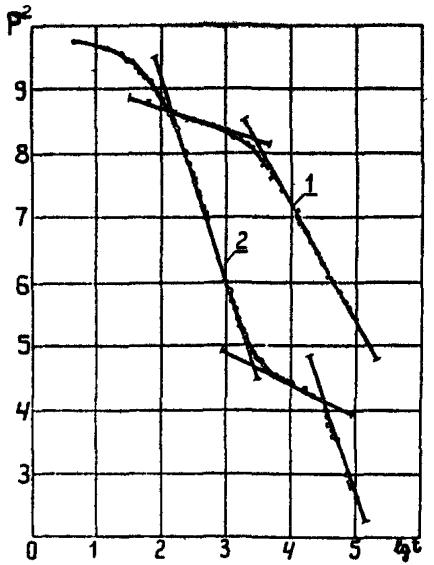


Рис. 3.5. Сопоставление кривых падения давления по воздухонагнетательным скважинам площади Харасаны.



I – КПД-1; 2 – КПД-2

Рис.3.6. Сопоставление кривых падения давления (воздухонагнетательная скв. № 2639 площади Кошанаур).

от фронта горения и из части пласта, находящейся за фронтом горения.

Кривые восстановления давления второго типа (рис.3.5., кривые 2,4), имеющие два прямолинейных участка, причем наклон первого участка меньше, чем второго, характеризует пласт, состоящий из двух концентрично расположенных относительно скважины зон. Первый участок соответствует выжженной зоне, второй - зоне пласта за фротном горения, имеющий более низкие фильтрационные параметры.

При рассмотрении КВД третьего типа (рис.3.5., кривые 1 и 3) видно, что второй участок характеризует выжженную часть пласта с более высокими коллекторскими свойствами, первый участок соответствует загрязненной призабойной зоне, сформировавшейся после длительного нагнетания агента, а третий участок характеризует зону пласта с низкими фильтрационными параметрами за фронтом горения, где происходит движение многокомпонентной смеси.

Преобразованная КВД (рис.3.6., кривая 1) имеет два четко выраженных прямолинейных участка, причем наклон второго участка больше, чем первого. Отношение наклона второго участка к первому более пяти. Такой вид кривой получается в случае, когда исследуемая скважина вскрывает пласт, состоящий из двух зон, концентрично расположенных относительно скважины. При осуществлении сухого горения нагнетательная скважина находится внутри первой зоны, в которой по пласту движется только нагнетаемый воздух. Фронт горения, оформившийся вокруг скважины, разделяет первую и вторую зоны (вторая зона - область пласта, в которой происходит фильтрация многокомпонентной смеси, содержащей

нефть, пары воды и газообразные продукты горения). Поэтому фильтрационные параметры пласта во второй зоне намного ниже, чем в первой.

На кривой восстановления забойного давления, зарегистрированной через полгода после первых исследований, отмечаются три прямолинейных участка (рис. 3.6., кривая 2). Следовательно, вокруг скважины уже можно выделить три концентричных зоны пласта с различными фильтрационными параметрами. Из сравнения наклонов трех прямолинейных участков между собой видно, что первая зона пласта, непосредственно в которой находится скважина, и третья, наиболее удаленная зона, имеют фильтрационные параметры более низкие, чем вторая, средняя зона пласта.

Появление на кривой восстановления давления (КВД-2) первого участка с большим наклоном говорит о том, что за эти полгода вокруг скважины сформировалась зона с ухудшенными фильтрационными параметрами.

Нагнетаемый воздух, всегда содержащий примеси воды, и нагнетаемая вода, внедряясь в пласт, вызывают загрязнение призабойной зоны. За счет этого и происходит ухудшение фильтрационных параметров пласта, что вызывает появление на преобразованных кривых восстановления давления начального прямолинейного участка с большим наклоном.

3.3.2. Наиболее общая гидродинамическая модель пласта при ВГ для получения параметров фильтрации по КВД.

Общей гидродинамической моделью пласта при ВГ принята модель трехзонного кольцевого пласта с непроницаемой внешней границей третьей зоны.

При достаточно большом радиусе внешней границы третьей зоны модель является неограниченным трехзонным пластом. При равенстве параметров двух соседних зон, модель можно представить двухзонным пластом, а при равенстве параметров всех трех зон модель является круговым закрытым пластом.

3.3.3. Методы обработки кривых изменения давления.

Обработка кривых восстановления давления, полученных в воздухонагнатетельных скважинах после прекращения нагнетания воздуха, начинается с выбора соответствующей математической модели пласта.

В первом приближении имеется модель однозонного закрытого пласта, границей которого является фронт горения.

Для однородного пласта при равномерном расположении добывающих скважин относительно нагнетательной и равномерном отборе из них жидкости форма границы принимается круговой.

Обработка КВД проводится по методу эталонной кривой.

Расчетные формулы для этой модели приведены в РД [58]. Процедура обработки КВД заключается в следующем.

Фактическая кривая строится в полулогарифмических координатах $\Delta p(r,t)$, $\ln t$. По начальному участку преобразованной кривой находится $tg = \frac{Q_0 \mu}{4\pi Kh}$. КВД в общем случае может иметь три участка. Первый участок соответствует нестабилизированному потоку, когда на КВД оказывает влияние приток жидкости в стволе скважины, наличие скин-эффекта и др. Второй участок, который будет здесь называться начальным, является прямолинейным. На этом участке внешние границы не оказывают влияния на КВД. На третьем участке за счет влияния границ пласта КВД отклоняется вверх от экстраполированного второго участка.

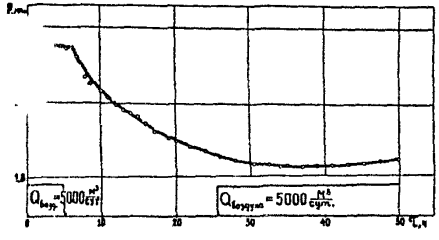
Отклонение значений давления на третьем участке от экстраполированного второго участка КВД обозначается через $\Delta P_2(t)$. Определяется $\Delta P_2(t)$ и строится график зависимости $\Delta P_2(t)/tg\alpha$ от $\ln t$. По оси ординат откладывается $\Delta P_2(t)/tg\alpha$, а по оси абсцисс - $\ln t$, причем масштаб на оси абсцисс и ординат принимается таким же, как масштаб оси абсцисс и ординат графика функции $f(\tau)$ от $\ln\tau$ (рис. 3.7.). График функции рассматривается как эталонная кривая.

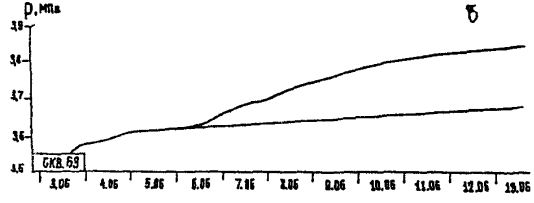
Методика, алгоритм и программа обработки кривых изменения давления по модели прямоугольного закрытого пласта изложены в [68].

Расчетные формулы и программа расчетов для ЭВМ по моделям двухзонного неограниченного, двухзонного закрытого и трехзонного неограниченного пластов приведены в РД [58,68].

3.4. Гидродинамические исследования по методу гидропрослушивания.

а





б

Рис. 3.7. Гидропрослушивание нагнетательных скважин.

а - скв. № I2 ⟶ скв. № 3326 пл. Харасаны

б - скв. № 63 ⟶ скв. № 50 месторождение Каражанбас

При проведении гидропрослушивания на месторождениях, где разработка ведется с помощью ВГ, могут быть получены кривые реагирования обычного вида и значительно отличающиеся от обычных [13,15,50,69].

Результаты гидропрослушивания между воздухонагнатательными скв. N12 и N3326 площади Хорасаны Азербайджанской ССР показаны на рис. 3.8.а. Расстояние между скважинами 60 м. Реагирующая скв. N3326 от начала исследования простаивала более месяца. В возмущающую скв. N12 велось нагнетание воздуха (5000 $м^3$/сут). После прекращения нагнетания воздуха в скв. N12 в скв. N3326 была зарегистрирована кривая реагирования. Как видно из рисунка после прекращения нагнетания воздуха в скв. N12 в скв. N3326 было отмечено понижение давления. Следовательно, между скважинами имеется гидродинамическая связь.

Результаты гидропрослушивания между добывающими скв. N63 и N50 горизонта "Г" месторождения Каражанбас показаны на рис. 3.8.б. Расстояние между скважинами 170 м. После остановки скв. N63, работавшей до этого с дебитом 22 $м^3$/сут, в скв. N50 было отмечено повышение давления, т.е. между этими скважинами имеется взаимосвязь.

Обработка кривых реагирования для нахождения фильтрационных параметров производится известными методами [3,15,69].

Принципиально иной вид имеет кривая реагирования, полученная при гидропрослушивании скв. N3326 и N3375. Расстояние между скважинами 30 м. Кривые реагирования давления и температуры в скв. N3375 показаны на рис. 3.9

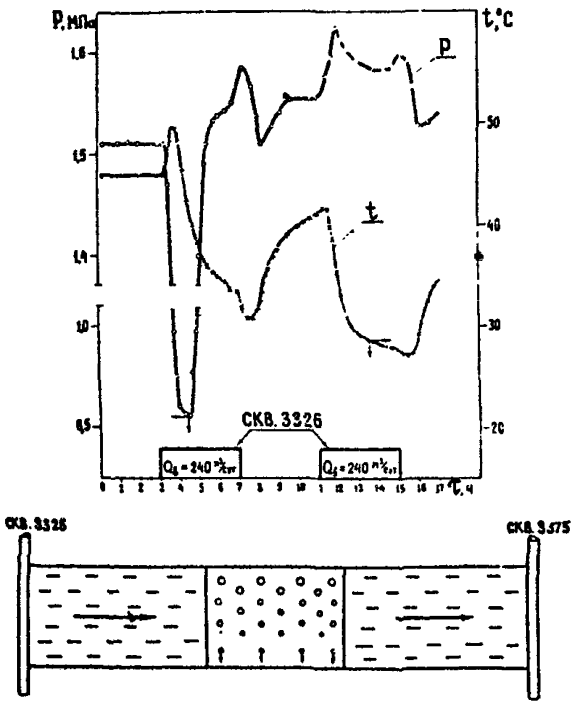


Рис. 3.8. Гидропрослушивание нагнетательных скважин, скв. № 3326 ——→ скв. № 3375, пл. Харасаны

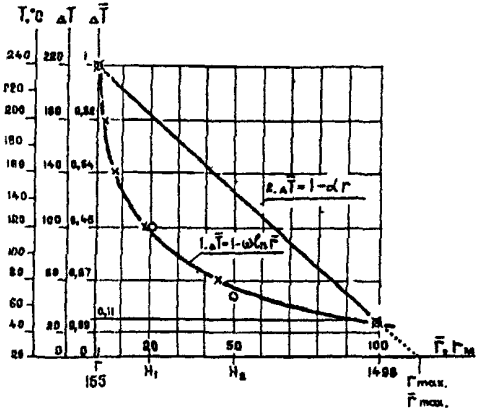


Рис. 3. 9. Распределение температуры вокруг паронагнетательной скв. № I55 в центре семиточечного открытого скважинного элемента месторождения Кенкияк

I – по логарифмическому закону;

2 – по линейному закону.

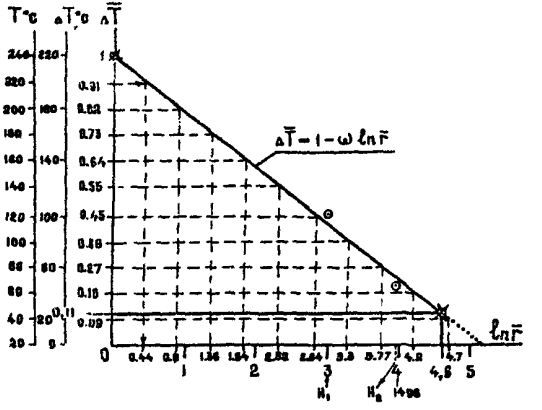


Рис. 3.I0. Распределение температуры вокруг паронагнетательной скв. № I55 по логарифмическому закону.

При нагнетании воды в скв. N3326 в скв. N3375 через 15 минут после начала нагнетания было отмечено резкое падение давления на 1 МПа. Затем после прекращения нагнетания воды давление в реагирующей скважине вначале, как обычно упало, затем начало расти. При повторении цикла наблюдалась аналогичная картина изменения давления.

После начала нагнетания холодной воды в скв. N3326 в скв. N3375 вместо ожидаемого понижения температуры зарегистрировано ее повышение, которое затем сменилось понижением.

Зарегистрированная в скважине через месяц после бурения температара была более 130°С. Для более эффективного использования тепла в скважину было начато нагнетание воды и температура в скважине снизилась до 40°С.

Анализ изменения давления и температуры в реагирующей скважине показал, что между этими скважинами находится зона высоких температур, в которой находится пар. При нагнетании воды происходит охлаждение этой зоны, пар конденсируется вследствие чего резко падает давление. Размеры этой зоны в данном случае, очевидно, невелики, т.к. падение давления за счет конденсации пара быстро компенсируется продолжающимся нагнетанием воды. После прекращения нагнетания температура в этой зоне вновь увеличивается, происходит частичное парообразование за счет чего растет давление.

3.5. Исследование паронагнетательных скважин.

3.5.1. Назначение и виды исследований, технические средства.

Исследование паронагнетательных скважин проводятся с целью определения:

- технического состояния эксплуатационных колонн;
- интервалов приемистости;
- перепада давления, температуры и влажности пара в скважине в зависимости от темпа и времени нагнетания;
- забойного давления;
- устьевых параметров пара;
- тепловых потерь в окружающих породах, количества тепла, внесенного в пласт.

Отчественные высокотемпературные глубинные термометры не удовлетворяют в достаточной степени требованиям, предъявляемым при исследовании в паронагнетательных скважинах.

Для исследования работающих паронагнетательных скважин применяется станция контроля при тепловых методах добычи нефти СКТ-1.

Станция СКТ-1 состоит из термоприемника, термопарного кабеля КТМС, устройства для его смотки, отметчика глубины и измерительной аппаратуры.

Диапазон температур, измеряемых посредством кабеля КТМС, при максимальной глубине спуска 1500 м - 0-600°С. Относительная погрешность измерений температуры - 1%.

На конце кабеля с термоспаем крепятся грузы. Для спуска термоприемника с грузами в скважину с избыточным устьевым

давлением применяют лубрикаторы.

Все работы на скважине проводятся в соответствии с разделом XII "Промыслово-геофизические работы", "Правил безопасности в нефтяной промышленности", Москва, "Недра", 1974 г.

3.5.2. Методы исследования паронагнетательных скважин.

Определение интервалов приемистости.

Нижняя граница приемистости пласта отбивается по характерному излому температурной кривой.

Интервалы приемистости определяются в режиме остывания скважины по положительным аномалиям.

Для одиночного пропластка малой величины (2-5 м) приемистость определяют по нижней ветви аномалии, как менее искаженной конвективными перетоками.

Для пластов большой толщины границы приемистости определяются по границам ступеней температурных аномалий.

При длительном нагнетании пара время охлаждения до выявления интервалов приемистости может оказаться очень большим (20-30 суток). Для ускорения определения границы приемистости в этом случае можно закачать в затрубное пространство холодную воду в количестве 1,2-1,4 объема скважины. Закачку воды производить не ранее, чем скважина охладится в естественном режиме, в среднем до 120-150°C на участках выше аномалии.

Термографирование в интервалах пласта следует производить сразу же после окончания закачки воды. Поэтому термопреобразователь во время закачки должен находиться на 2-5 м

выше кровли верхнего простреленного горизонта.

Граница приемистости в этом случае определяется по характерным изломам на термограмме.

Оценка распределения пара по принимающим пропласткам.

Методом термометрии можно приближенно определить количественное регистрирование нагнетаемого пара по пластам.

Для этого время естественно охлаждения паронагнетательной скважины должно быть достаточным для выявления темпа охлаждения жидкости против всех пластов.

Тогда приближенно количество тепла, введенное в каждый из пропластков, будет пропорционально времени до начала монотонного охлаждения. $\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{\tau_1}{\tau_2}, \quad \frac{Q_1}{Q_3} = \frac{\tau_1}{\tau_3}$, (3.2.)

где: Q_1, Q_2, Q_3 - количество тепла, введенного соответственно в 1-й, 2-й, 3-й,... пропластки, ккал;

τ_1, τ_2, τ_3 - время до начала охлаждения соответственно 1-го, 2-го, 3-го,... пропластков, ч.

Если считать количество тепла, введенного в пропластки пропорциональным количеству закачиваемого в скважину пара, то относительное количество его по пропласткам определяется:

$$q_1 = \frac{1}{1 + \sum_{n=2}^{n} \frac{\tau_n}{\tau_1}}; \quad q_2 = \frac{1}{1 + \sum_{n=2}^{n} \frac{\tau_n}{\tau_1}} \cdot \frac{\tau_2}{\tau_1} \quad q_n = \frac{1}{1 + \sum_{n=2}^{n} \frac{\tau_n}{\tau_1}} \cdot \frac{\tau_n}{\tau_1}, \quad (3.3.)$$

где: n - количество раздельных пластов (пропластков), принимающих пар;

$\tau_1, \tau_2 \ldots \tau_n$ - время в часах до начала монотонного охлаждения жидкости против соответствующего пласта.

Определение забойного и пластового давления.

В процессе нагнетания пара возникает необходимость в

определении забойного и пластового давлений, степени сухости пара на забое, тепловые потери.

Вследствие функциональной связи между температурой и давлением для насыщенного пара во всех случаях, когда до пласта доходит пар (степнь сухости x>0), давление по всей глубине скважины от устья до точки, где приемистость резко снижается (т.е. до точки, где начинается снижение температуры), определяется по измеренной температуре по таблицам для насыщенного водяного пара.

Ниже интервала приемистости забойное давление определяется расчетным путем. $P_З = P_n + \sum_{i=1}^{n} h_i \cdot \rho_i \cdot 10^{-6}$, (3.4.)

где: $P_З$ - забойное давление, МПа; h_i - интервалы, на которые разбивается расстояние от точки перегиба на температурной кривой до точки, в которой определяется давление (обычно h_i=2-5 м); ρ_i - удельный вес воды при температуре, приходящейся на середину интервала h_i Н/м^3; P_n - давление, определенное по температуре в точке, лежащей на 2-5 м выше перегиба термограммы, МПа; n - количество расчетных интервалов.

Забойное давление в паронагнетательной скважине, не оборудованной пакером, определяется расчетным путем по формуле

$$P_З = P_{затр} \, e^{\frac{K_x \cdot \beta_{затр} \cdot H \cdot 10^{-5}}{\rho_{затр}}}, \qquad (3.5.)$$

где: $P_{затр}$ - устьевое давление, МПа (затрубное); K_x - поправочный коэффициент на влажность пара, безразмерен; $\rho_{затр}$ - плотность сухого насыщенного пара при $\rho_{затр}$ [кг/м^3] и $P_{затр}$; H - глубина скважины до середины фильтра, м.

Пример (типичный для средних параметров нагнетания пара на месторождении Кенкияк): $P_{затр}$=4МПа; K_x=1,25; $\rho_{затр}$=25 кг/м^3;

H=350м.

Постановка этих параметров в (3.5.) дает величину давления на забое паронагнетательной скважины

$$P_3 = 4 \cdot e^{\frac{1,25 \cdot 25 \cdot 350 \cdot 10^{-5}}{4}} = 4,11 \text{ МПа} \qquad (3.6.)$$

Формулой (3.6.) можно пользоваться, если давление на устье скважины в затрубном пространстве практически не должно отличаться от давления на буфере (при нагнетании пара по колонне НКТ) - башмак НКТ находится вблизи кровли пласта и глубина скважины не более 1000 м.

Пластовое давление определяется против отметки глубины, расположенной на 2-5 м выше нижней границы приемистости.

Пластовое давление определяется по таблицам насыщенного пара по стабилизированной температуре.

Определение сухости пара на забое скважины и энтальпии пара.

Если известны средние тепловые потери $Q_{ср}$ кДж/м.ч, на данный период времени, то степень сухости на забое определяется:

$$x_3 = x_{уст} - \frac{Q_{ср} \cdot H_3}{G \cdot r_3} \qquad (3.7.)$$

и энтальпия пара в этой точке $i = r_3 x_3 + V_3$, (3.8.)

где: $x_{уст}$ - степень сухости на устье; H_3 - расстояние от устья до точки определения параметров, м; G - темп нагнетания пара, кг/ч; r_3 - теплота парообразования, соответствующая давлению в расчетной точке, кДж/кг; V_3 - энтальпия жидкости при давлении в той же точке, кДж/кг.

При незначительных темпах нагнетания, если гидравлические потери назначительны и ими можно пренебречь, состояние пара

можно ориентировочно определить по давлению, соответствующему температурам насыщения.

Средний удельный вес: $\gamma_{ср} = \frac{(P_з - P_у)\cdot 10^5}{H_з}$, (3.9.)

где: $P_з$ и $P_у$ – давление на забое (в интервале поглощения) и на устье соответственно, определяемые по температурам (не в лубрикаторе), МПа; $H_з$ – расстояние до точки измерения $P_з$, м, откуда средняя степень сухости пара: $x_{ср} = \frac{\gamma''}{\gamma_{ср}}$, (3.10.)

где: γ'' – удельный вес сухого насыщенного пара при среднем давлении, кг/м^3.

Отметим, что этот метод очень приближенный, так как основывается на прямом измерении температуры с погрешностью 2-4 °С.

Определение устьевых параметров и количества нагнетаемого тепла.

Измерение расхода влажного пара со степенью сухости от 0,2 до 0.8 можно производить нормальной измерительной диаграммой, рассчитанной на сухой насыщенный пар.

В этом случае расход определяется:

$$q = q_{пр}\sqrt{\frac{\rho''_д}{\rho''_р}}\cdot K_x, \qquad (3.11.)$$

где: $q_{пр}$ – расход пара по прибору, ед.массы/ч (т/ч или кг/ч); $\sqrt{\frac{\rho''_д}{\rho''_р}}$ – поправка на отклонение давления от расчетного, где в свою очередь, $\rho''_д$ – плотность сухого насыщенного пара при действительном давлении на диафрагме, кг/м^3; $\rho''_р$ – расчетная плотность пара, кг/м^3; K_x – поправочный множитель на влажность пара, который может быть вычислен

$$K_x = \frac{1}{x + 1{,}26(1-x)\sqrt{\frac{\rho''}{\rho'}}}, \qquad (3.12.)$$

где: x - степень сухости пара в месте установки измерительной диафрагмы; ρ' - плотность жидкой фазы при температуре насыщения, соответствующей давлению на диафрагме, кг/м^3.

Степень сухости пара на участке паропровода с измерительной диафрагмой наиболее достоверно может быть определена *калориметрическим способом.*

Вычисляются параметры пара: энтальпия

$$i = \frac{V_2 \cdot \rho_2 \cdot c_2 \cdot t_2 - V_1 \cdot \rho_1 \cdot c_1 \cdot t_1}{V_2 \cdot \rho_2 - V_1 \cdot \rho_1} \qquad (3.13.)$$

степень сухости $x = \frac{i - i'}{r}$, (3.14.)

где: V_1 и V_2 - объемы воды до пуска пара и после, м^3; ρ_1, ρ_2 - плотность воды соответственно до прогрева (при температуре t_1), и после (при температуре t_2), кг/м^3; C_1 и C_2 - теплоемкость воды соответственно при температуре t_1 и t_2, кДж/кг; i' - энтальпия жидкости при давлении, имевшая место в паропроводе во время калориметрирования, кДж/кг; r - теплота парообразования при том же давлении, кДж/кг.

Метод оценочного определения устьевых параметров закачиваемого пара в условиях наличия в скважине фазового перехода "пар-вода".

Сущность указанного метода заключается в использовании положения о равенстве тепловых потоков и тепловых потерь в окружающие породы в месте фазового перехода "пар-воды".

При этом *справедливы следующие* зависимости:

$$G = \frac{Q_{ср}}{(\Delta H) \cdot C} \qquad (3.15.)$$

$$x = \frac{H \cdot (\Delta T) \cdot C}{r}, \qquad (3.16.)$$

где: G - темп закачки пара на устье, кг/ч; $q_{ср}$ - средние тепловые потери в паре до места фазового перехода, ккал/мч (кДж/мч); $\frac{\Delta T}{\Delta H}$ температурный градиент водяной фазы в месте фазового перехода град/м; x - степень сухости пара на устье; H - глубина распределения водяной фазы по стволу скважин, м; C - средняя удельная теплоемкость воды при температуре фазового перехода, ккал/кг.град (кДж/кг.град); r - скрытая теплота парообразования при температуре фазового перехода, ккал/кг (кДж/кг).

Использование предложенного метода подробно рассмотрено на примере скв. N502.

Скважина N502 (11-12.10.87).

Замеренный забой 295,5 м, эксплуатационная колонна герметична, интервал перофрации (283-303 м) засыпан на 37,5%.

В скважину поступает пар с устьевыми параметрами: T_y=237°C, P_y=3,25 МПа, на забой поступает вода с температурой 25°C, открытая часть интервала принимает воду по всей толщине, границы фазового перехода "пар-воды" находится на глубине 130 м, давление против принимающего пласта на отметке 290 м $P_{сдв}$=4,79 МПа.

Наличие фазового перехода "пар-вода" и зависимости изменения температуры по стволу скважин в период ее естественного остывания позволяет определить темп закачки пара и устьевую степень сухости пара.

Методика расчетов.

1) Определение средних удельных тепловых потерь по стволу от устья до границы раздела фаз (см. "Методическое руководство") [58] $q_{ср}$=624 ккал/мч (2610 кДж/мч).

2) Определение градиента температуры на границе раздела фаз (по кривой нагнетания теплоносителя) $(\frac{\Delta T}{\Delta H})$ =2,0 град/м.

3) Удельная теплоемкость (по температуре на границе раздела фаз C=1,032 ккал/кг град.

4) Скрытая теплота парообразования (по температуре на границе раздела фаз) γ =423,9 ккал/кг.

5) Определение темпа закачки пара (по формуле 3.15.)

$$G = \frac{624}{2,0 \cdot 1,032} = 302 \text{ кг/ч или } 7,3 \text{ т/сут.}$$

6) Определение степени сухости пара на устье (формула 3.16.)

$$x_y = \frac{180 \cdot 1,032 \cdot 2,0}{423,9} = 0,6 \text{ или } 60\%.$$

3.6. Гидродинамические методы исследования добывающих скважин при ПТВ.

Основой для контроля и регулирования распространения теплоносителя по пласту и оценки эффективности процесса воздействия служат поля давлений и температур.

Пластовые давления в отдельных паронагнетательных скважинах, в том числе и на линии нагнетания, определяются по методике [5] Давления предварительно корректируются - пересчитываются на середину интервала фильтра, а затем приводятся к условной плоскости. При построении поля давления применяется комбинированная интерполяция: в небольшой окрестности нагнетательных скважин логарифмическая, далее - линейная, между добывающими скважинами - линейная [16].

Температурное поле пласта строится с помощью линий равных температур изотерм.

Для построения изотерм можно сравнить две следующие формулы, по которым в качетсве примера осуществляется интерполяция температур с заданным шагом (рис.9,10).

Логарифмическую [18,69], имеющую вид

$$\Delta\overline{T}(r)=1-\omega\cdot\ln\overline{r} \qquad (3.17.)$$

и линейную в виде $\Delta\overline{T}(r)=1-ar$, (3.18.)

где: $$\Delta\overline{T}(r)=\frac{\Delta T(r)}{\Delta T_{max}}=\frac{T(r)-T_{пл}}{T_{max}-T_{пл}}, \qquad (3.19.)$$

где: $\Delta\overline{T}(r)$ - безразмерная разность температур в пласте на расстоянии r от нагнетательной скважины, д.ед.; $\Delta T(r)$ - разность температур в пласте на расстоянии r от нагнетательной скважины, ^{o}C; $T(r)$ - температура в пласте на расстоянии r от нагнетательной скважины, ^{o}C; $T_{пл}$ - естественная температуры пласта, ^{o}C; 1 - безразмерная максимальная разность температур на забое нагнетательной скважины.

$$1=\frac{T_{max}-T_{пл}}{T_{max}-T_{пл}}; \qquad (3.20.)$$

T_{max} - максимальная температура на забое нагнетательной скважины, ^{o}C; ω - угловой коэффициент прямой, построенной в координатах $\Delta\overline{T}$, $\ln r$; α - угловой коэффициент прямой, построенный в координатах $\Delta\overline{T}, r$ или $\Delta\overline{T}, \overline{r}$.

Наклоны ω и α показаны на рис. 3.9. и 3.10.

$$\omega=\frac{1}{\ln\overline{r}_{max}}=\frac{\Delta\overline{T}_1-\Delta\overline{T}_2}{\ln r_2-\ln r_1} \qquad (3.21.)$$

$$\alpha=\frac{1}{r_{max}}=\frac{\Delta\overline{T}_1-\Delta\overline{T}_2}{r_2-r_1}, \qquad (3.22.)$$

где: $\overline{r}$ - безразмерное расстояние от нагнетательной скважины $\overline{r}=\frac{r}{r_0}$; r - расстояние от нагнетательной скважины, м: $\overline{r}_{max}=\frac{r_{max}}{r_0}$ r_{max} - предельное расстояние, м, на котором температурная прямая пересекает ось расстояний; в этой точке (рис. 3.9. и 3.10.)

температура равна естественной пластовой; r_o - радиус гидродинамически совершенной укрупненной паронагнетательной скважины, м.

В последних формулах индекс 1 и 2 означают, что для определения наклона прямой можно выбрать на ней произвольно две точки 1 и 2, достаточно удаленные друг от друга.

Принимается, что r_c=1 м. На забое такой укрупненной скважины температура остается постоянной, примерно равной температуре на забое действительной нагнетательной скважины при стационарном режиме нагнетания и соответствует состоянию насыщенного пара при давлении нагнетания (например, температуре 250°С соответствует давление 4 МПа; это - вполне реальные значения для месторождения Кенкияк).

В рассматриваемом примере принятие r_o=1 означает, что графически для осей $\bar{r}$ и r масштабы одинаковы.

Перед построением изотерм (рис.3.11.) следует в координатах ΔT и r построить график распределения температуры вокруг нагнетательной скважины, как это показано на рис.3.9. Точки замеренных температур располагаются по некоторой кривой (крайние точки обозначены перечеркнутыми кружками). Для определения параметров кривой производится перестроение ее из координат $\Delta\bar{T}$,r в координаты $\Delta\bar{T}$,ln$\bar{r}$, что показано на рис.3.10.

Соединяя прямой температуры на нагнетательной с добывающей скважинах, находим по построению наклон прямой по

$$\omega = \frac{1}{5,16} = 0,19$$

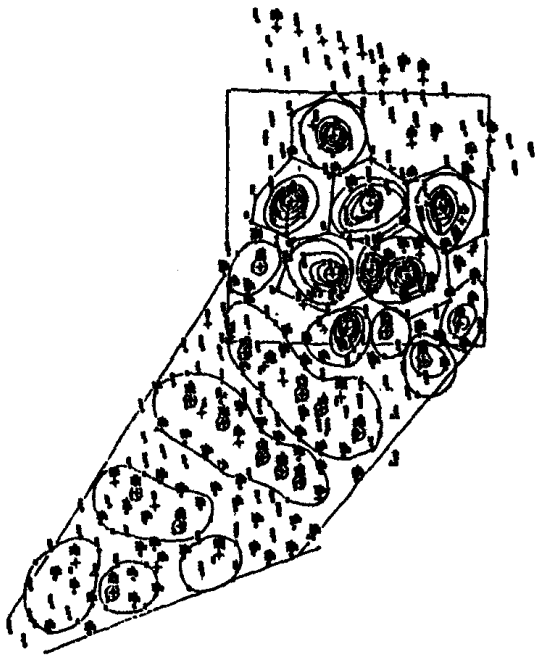


Рис. 3.II. Поле температур на месторождении Кенкияк.

При этом уравнение для интерполяции (3.17.) имеет рабочий вид

$$\overline{T}(r) = 1-0{,}19K_{\Pi}\cdot r \qquad (3.23.)$$

Расчетные данные интерполяции представлены в табл. 3.1.

Если в данном примере вместо формулы (3.17.) применить формулу (3.18.), т.е. производить линейную интерполяцию, то в соответствии с графиком рис. 3.9. выражение для интерполяции при построении изотерм принимает вид

$$\Delta\overline{T}(r)=1-0{,}0083r \qquad (3.24.)$$

На графиках рис. 3.9., 3.10. по вертикальной оси вместе с безразмерной избыточной температурой $\Delta\overline{T}$ показаны значения избыточной ΔT и полной температуры T. Поэтому при практическом построении изотерм можно пользоваться непосредственно температурными прямыми: для логарифмической интерполяции - прямой на рис. 3.10., для линейной - прямо на рис. 3.9. Для этого достаточно на оси температур найти интересующее значение температуры в ^{o}C, через найденную точку температуры провести прямую, параллельную оси расстояний до пересечения с наклонной температурой прямой и из точки пересечения опустить перпендикуляр, который и укажет на горизонтальной оси соответствующее расстояние r в м либо его натуральный логарифм.

Динамика давлений и температур.

Важнейшей характеристикой гидротермодинамического контроля является динамика полей давлений и температур.

При анализе динамика рассматриваются средневзвешенные значения давления и температуры (по объему или по площади), определяемые не на отдельных скважинах - элементах, а на

Таблица 3.I

T °C	ΔT °C	$\Delta\overline{T}$	$\ln\overline{r}$	$\overline{r}$	r м	Примечание
240	220	1	0	I	I	нагнет. скв.I55
220	200	0,9I	0,I5	I,55	I,55	расчетн. точка
200	I80	0,82	0,9I	2,48	2,48	-"-
I80	I60	0,73	I,36	3,9	3,9	-"-
I60	I40	0,64	I,84	6,3	6,3	-"-
I40	I20	0,55	2,32	I0,2	I0,2	-"-
I20	I00	0,45	2,84	I7,I	I7,I	-"-
I25	I05	0,47	3,0	20	20	КС
I00	80	0,36	3,3	27,I	27,I	расчетн.точка
80	60	0,27	3,77	43,3	43,4	-"-
67	47	0,2I	3,9I	50	50	КС
60	40	0,I8	4,2	66,7	66,7	расчетн.точка
44	24	0,II	4,6	I00	I00	добыв.скв.I498
40	20	0,09	4,7	II0	II0	расчетн.точка

достаточно больших промысловых площадях.

Особенно тщательно динамика изучается на крупных опытно-промышленных участках базовых промыслов.

3.6.1. Гидротермодинамические исследования в поздней стадии разработки.

Исследование на одном установившемся режиме.

Сравнительно невысокие значения температур в добывающих скважинах позволяют производить гидротермодинамические исследования, расшифровку и анализ результатов этих исследований по общепринятым стандартным методикам, описанным в различных руководствах [15,70,57] и др.

Метод исследования скважин на одном установившемся режиме осуществляется при минимальных затратах времени и труда.

Его применение является эффективным в случае работы скважины в условиях поздней стадии разработки с незначительными пластовыми давлениями при низких депрессиях.

При таком методе в качестве режима исследования принимается единственно возможный (рабочий) режим скважины.

Рассмотрение индикаторных линий, полученных во всех периодах (до паротеплового воздействия, в процессе воздействия, после воздействия) показывает рост продуктивности и, следовательно, положительный эффект ведения термопроцесса.

Этот метод никаким образом не противопоставляется методу исследования на нескольких (3-х или более) режимах и рекомендуется для контрольных исследований не только на истощенных, но и всех

других месторождений, поскольку исследование на одном режиме является наиболее быстро выполнимым, что необходимо при контроле теплового воздействия, особенно ВГ.

3.7. Технологический процесс исследования температурной интерпретации скважин при паротепловом воздействии на пласт.

Проблема изучения и организации контроля скорости и преимущественного распространения теплового поля в нефтяном пласте на всех этапах его разработки методом паротеплового воздействия до сих пор остается актуальной.

Решению этой задачи посвящено много работ. Наиболее представительными можно считать работы Балакирова Ю.А. и Чекалюка Э.Б. [76,117,118], в которых представлена теория температурного взаимодействия скважин.

Внедрение этих исследований осложняется отсутствием высокочувствительной скважинной аппаратуры, способной устойчиво регистрировать на общем фоне больших температур (до 100 более ^{o}C) незначительные изменения (0,1 и менее ^{o}C/час).

Из термометрической аппаратуры применяются геофизические электронные термометры ТЭГ-36 и ТР-7-341.

Регистрация осуществляется посредством цифрового измерителя ЦИ-1 от скважинного дистанционного манометра МСД-1. Запись информации этим измерителем осуществляется автоматически электроуправляемой машинкой ЭУМ-23. Неудобством этого комплекса является регистрация не самой температуры, а относительных

частотных величин, которые пересчитываются по формуле

$$t_i = \frac{80 \cdot N_{100}(N_2 - N_1)}{N_i(N_{20} - N_{100})} + 20 \quad , \qquad (3.25.)$$

где: N_{20}; N_{100} - цифровые показания, полученные при эталонировании термометра при значениях температуры окружающей среды соответственно 20°С и 100°С; N_i - цифровые показания, полученные при регистрации температуры во время термопрослушивания.

3.7.1. Технология проведения исследований.

Перед выполнением самого процесса термопрослушивания в обеих скважинах - возмущающей (паронагнетательной) и реагирующей (наблюдательной или добывающей) - регистрируется температурные профили по стволу. В паронагнетательной скважине профиль регистрируется в режиме естественного остывания. По этому профилю определяется зона пласта, поглощающая теплоноситель. В реагирующей скважине определяется точка с максимальным температурным возмущением. В этой точке должен располагаться глубинный термометр при выполнении термопрослушивания.

Регистрация фонового изменения температуры продолжается до тех пор, когда с уверенностью можно провести линию тенденции изменения параметра. После этого создается импульс возмущения - прекращается или открывается закачка теплоносителя в возмущающую нагнетательную скважину. При этом, контроль за изменением температуры в реагирующей скважине продолжается с тем же периодом регистрации. После прихода термодинамического импульса взаимодействия температура регистрируется 4-6 часов.

На рис 3.12. изображен график изменения температуры при

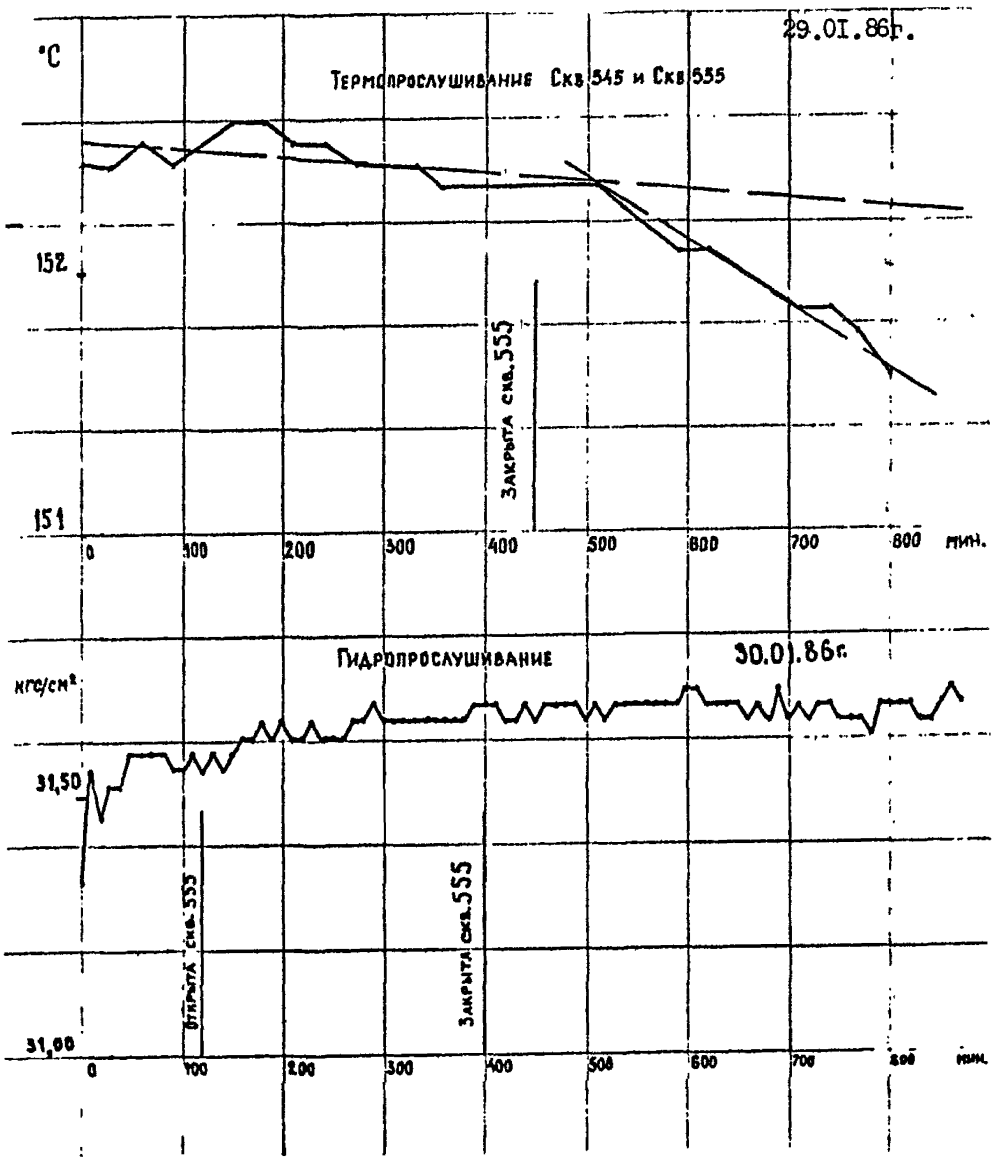


Рис. 3.12. Зыбза - Глубокий Яр.

термопрослушивании скв. N545 со скв. N555 месторождения Зыбза-Глубокий Яр. В этот случае скв. N545 была реагирующей, а скв. N555 возмущающей, нагнетающая теплоноситель в пласт. И полярность импульса обратная на прекращение закачки теплоносителя. Импульс реагирования зарегистрирован через 60 минут. Из этих результатов исследований следует, что $\varkappa = \frac{R^2}{4t} = 0,81$ м^2/с, а гидропроводность $\frac{kh}{\mu} = 0,204$ мкм^{2}м/МПа с.

Мс термопрослушивания может применяться при пластовых давлениях ниже давления насыщения.

3.8. Технологический процесс комплексного исследования элементов теплового воздействия, включающего паронагнетательные, добывающие и наблюдательные скважины.

Основным объектом исследований теплового воздействия являются нагнетательные, добывающие и наблюдательные скважины, условно выделенные в элементы разработки. Каждый способ воздействия на пласт требует своего комплекса исследований. Объем этого комплекса и периодичность повторения исследований зависит от стадии разработки и метода воздействия. Последовательность выполнения видов исследований зависит от характера решаемой задачи и вида скважины.

В комплекс гидротермодинамических исследований входят манометрия и термометрия скважин. В первую очередь в выбранном элементе проводится исследование паронагнетательной скважины, затем имеющиеся наблюдательные и в последнюю очередь добывающие.

Паронагнетательные скважины исследуются двумя способами. Первый -в режиме закачки теплоносителя. Второй - в режиме естественного остывания при технологическом прекращении закачки теплоносителя.

Второй способ температрных исследований - распределение температуры по стволу паронагнетательной скважины при ее естественном остываании, позволяет определять места желательного и нежелательного поглощения теплоносителя. При таких исследованиях на термопрофилях верхние границы поглощающих участков отмечаются аномальными максимумами температуры. К подошве этого участка температура снижается и границы отмечаются против аномального минимума (рис.3.13.).

Манометрические исследования паронагнетательной скважины в основном нацелены на измерение текущего пластового давления. Изменение давления во времени (кривые восстановления давления) не регистрируются, т.к. этот процесс очень длительный.

Одновременно с температурными исследованиями наблюдательных и добывающих скважин, осуществляются в них замеры пластового давления или статичского уровня. Имеет смысл также, при наличии высокочувствительной манометрической глубинной аппаратуры, проводить замеры распределения давления по стволу скважины.

По результатам этих исследований определяется распределение плотности жидкости по стволу. Анализ многочисленных исследований позволяет выявить закономерность, которая заключается в соответствии соотношения вода-нефть в стволе скважины значению обводненности продукции при ее работе.

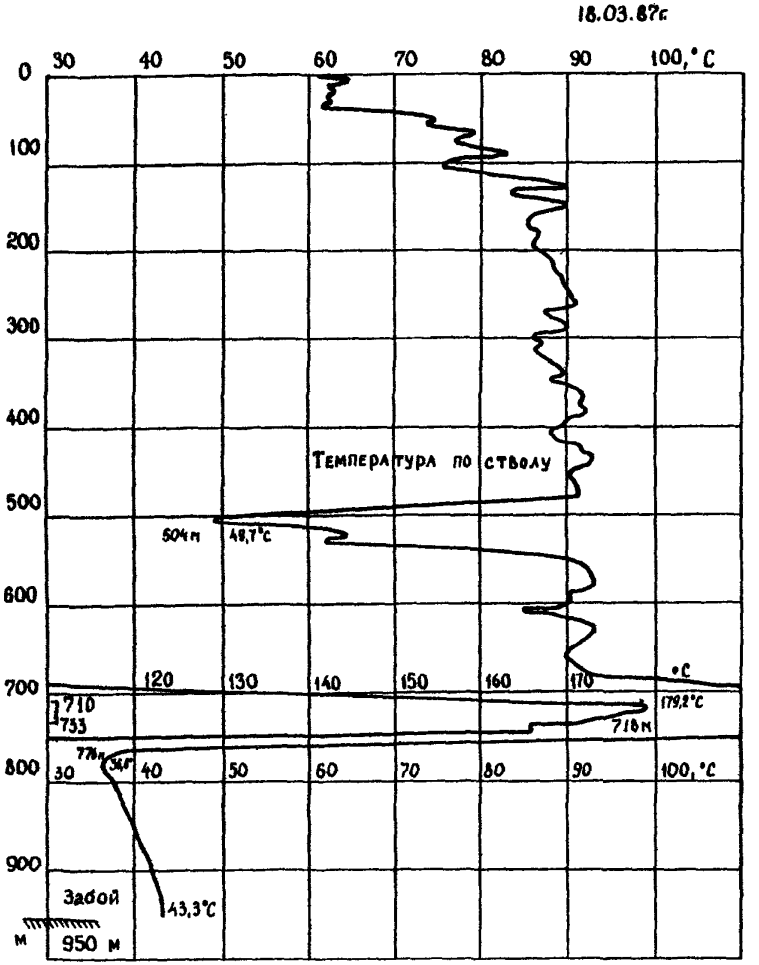


Рис. 3.13. Скв. № 836, месторождение Зыбза - Глубокий Яр.

4. Физико-химический контроль разработки нефтяных месторождений при тепловых методах воздействия на пласт.

4.1. Контроль за изменением физико-химических свойств добываемых жидкостей и газа в поверхностных условиях.

4.1.1. Общие положения.

Физико-химические методы являются неотъемлемой составной частью системы контроля и управления разработкой нефтяных месторождений с применением теплового воздействия на пласт.

Перед контролем за тепловыми методами воздействия помимо задач, решаемых при традиционных способах разработки, стоят следующие специфические задачи: определение дислокации и динамики перемещения фронтов воздействия, характеристика внутрипластовых процессов, оказывающих основное влияние на перемещение флюидов в пласте и определяющих изменение свойств добываемых нефтей, а также оценка этих свойств.

На основе изучения изменений параметров пластовых флюидов и значений связи между этими изменениями и характером пластовых процессов можно в принципе решить обратную задачу: восстановить картину физико-химических пластовых процессов и охарактеризовать соответствующие температурные зоны. Это положение является методологической основной физико-химического контроля за тепловым воздействием.

4.1.2. Характеристики физико-химических процессов, происходящих в пласте при тепловом воздействии.

Нагнетание в нефтяной пласт при тепловом воздействии больших масс окислителя, пара, холодной и горячей воды приводит к развитию в нем ряда физико-химических процессов, интенсивность и характер которых меняется в различных температурных зонах, формирующихся в пласте в ходе воздействия.

Основными процессами, проходящими в пласте при тепловых методах воздействия являются следующие: сорбционные процессы; жидкофазное и парофазное окисление; термические превращения компонентов нефти; дистилляция, процессы массы переноса, испарения и конденсация.

На начальных этапах разработки с применением теплового воздействия, не связанных с повышением температуры в пласте, наблюдается жидкостно-хроматографический эффект - сорбция, осаждение на поверхности породы наиболее активных составляющих нефти. При этом добываемая и остаточная нефти характеризуются различными физико-химическими свойствами.

Остаточная нефть содержит существенно больше слоисто-асфальтеновых ведеств, чем подвижная нефть, вовлеченная в разработку. При осуществлении теплового воздействия (в зонах повышенных температур) остаточная нефть частично становится более подвижной, что приводит к увеличению дебита.

С ростом температуры, начиная со 100°C, в нефти в присутствии кислорода происходит жидкофазное окисление, приводящее к образованию кислородных соединений, смол и асфальтенов.

Интенсивность этого процесса и его характер меняются по мере увеличения температуры, концентрации кислорода и в зависимости от содержания в нефти гетероатомов. При нагревании до температур порядка 180-200°С процесс жидкофазного окисления идет энергично и сопровождается значительным увеличением содержания в нефти кислородных соединений и асфальтенов.

Начиная с 300-380°С происходит интенсивное разложение асфальтенов с образованием карбенов, карбоидов, низкомолекулярных углеводородов и гетероатомных соединений и процессы парофазного окисления с образованием оксидов углеводорода, воды, низкомолекулярных кислородных органических соединений (альдегиды, кетоны, кислоты, спирты).

По данным [85] эти соединения концентрируются в низкокипящей фракции нефтей Н-К - 100°С и составляют несколько процентов от массы фракции. Основная же часть этих кислородных соединений растворена в воде, эмульгированной в нефти [85].

Наряду с процессами жидкофазного и парофазного окисления в зонах повышенных температур, начиная с температуры 300°С проходят процессы термических превращений компонентов нефти.

Вблизи фронта горения происходит интенсивный термический распад углеводородов и гетероатомных соединений нефти с образованием "кокса" и низкомолекулярных углеводородов (алканов, алкенов), которые частично сгорают, частично мигрируют в соседние зоны. Особенно интенсивно эти процессы проходят при сухом ВГ.

В зоне перегретого пара, в которой температура может изменяться от 400-500 (вблизи зоны горения) до 300°С (вблизи зоны

насыщенного пара), наряду с интенсивным испарением легких компонентов нефти проходят процессы расщепления наиболее слабых С-С связей в молекулах углеводородов, смол, асфальтенов и других компонентов нефти. При этом образуются углеводороды (алканы и алкены).

4.1.3. Выбор параметров контроля.

При проведении физико-химического контроля используются два комплекса информативных параметров. Начальный комплекс, включающий максимально возможное количество параметров, используется в начальный период освоения месторождения на опытных участках. После проведения работ на опытных участках вырабатываются новые, сокращенные комплексы информативных параметров.

Параметры, с точки зрения их информативности, подразделяются на три группы. К первой группе относятся параметры, изменение которых однозначно связано с действием определенного физико-химического процесса. Ко второй группе относятся параметры, величины которых одинаковым образом изменяются под действием не одного , а нескольких физико-химических пластовых процессов. Параметры третьей группы характеризуются неоднозначностью зависимости от действия определенных физико-химических процессов.

Параметры нефти, как вязкость (μ), плотность (ρ), коэффициент светопоглощения нефти ($К_{сп}$) связаны с характеристиками состава нефти: содержанием асфальто-смолистых ($С_а$ и $С_{см}$) и углеводородных компонентов. Сорбция на породу в течении длительного времени ктивных компонентов нефти, в первую очередь асфальтенов и смол,

приводит к уменьшению значений этих параметров нефти (содержание фракции, выкипающей до 350°С увеличивается, увеличивается также молекулярный вес асфальтенов добываемой нефти, так как на породу сорбируются в первую очередь легкие наиболее поверхностно активные асфальтены).

При подъеме температуры значения указанных параметров из-за термоокислительных процессов повышаются. Результирующие величины этих параметров на высокотемпературных этапах воздействия зависят от соотношения интенсивности указанных процессов.

Кроме описанных выше, иногда возможно действие других, неучитываемых здесь процессов, приводящих к разнонаправленным изменениям указанных параметров. Это обусловливает неоднозначность интерпретации и позволяет отнести эти параметры к 3 группе в приведенный выше классификации.

В ряде случаев изменения структурно-группового состава, происходящие при сорбционных и термических процессах, оказываются близкими по своим значениям. Поэтому отмеченные параметры также относятся ко 2-й группе.

Важным параметром, получаемым при ИК-спектроскопии, является содержание в нефти кислородных соединений. Увеличение этого параметра однозначно указывает на преобладающую роль окислительных процессов. Он может быть отнесен к параметрам 1-й группы.

Высокой информативностью обладают данные о содержании в нефти и отдельных ее составляющих микроэлементов и гетероатомов. При тепловом воздействии может наблюдаться уменьшение содержания нефти таких микроэлементов, как ванадия и никеля, что связано с

изменением соотношения в ней фракций, имеющих различное содержание микроэлементов, а также с образованием карбенов и карбоидов, концентрирующих микроэлементы и сорбирующихся на породе.

Важным параметром нефтей является содержание в них металлопорфириновых комплексов (МПК). Концентрация МПК в нефти является эффективным индикатором сорбционных и термических процессов.

Содержание гетероатомов, в частности серы в нефти связано как с сорбционными, так и с термическими процессами.

Содержание серы в асфальтенах при температурах до 200°С в результате синтеза асфальтенов из смол увеличивается. При более высоких температурах (выше 200°) содержание серы уменьшается. Это обусловливает неоднозначность изменений этих параметров и позволяет отнести их к 3 группе классификации.

В результате термоокислительных процессов, протекающих в нефти, происходит окисление асфльтенов, смол, фенолов и сернистых соединений и, как следствие, снижение их ингибирующих способностей.

Поэтому окисляемость нефтей, выраженная в объеме поглощенного кислорода при определенных условиях, может служить параметром, характеризующим термоокислительную превращенность нефтей.

Расчетные параметры позволяют увеличить контрастность изменений, которые слабо проявляются в отдельных измеренных параметрах. В расчетных параметрах одновременно учитывается действие нескольких исследуемых процессов, что позволяет

исключить влияние мешающих факторов.

Высокой информативностью обладает группа расчетных параметров, характеризующих соотношение концентраций в нефти различных микроэлементов. Один из таких параметров - отношение содержания в нефтях V и N_i. Величина этого параметра реагирует на изменение температуры в пласте. При росте температуры начинается разрушение металлорганических соединений, содержащих N_i. Это приводит к увеличению величины V/N_i - отношения по сравнению с его значениями для низкотемпературного этапа процесса. Еще более чувствительны к изменению температуры в пласте параметры, характеризующие соотношение содержания в нефти ванадия, входящего в состав металлопорфириновых комплексов, и общего содержания V либо N_i.

В рассматриваемую группу расчетных параметров входит и коэффициент $K_v = \frac{C_V}{C_a \cdot K_{on}^q}$, представляющий собой нормированную на содержание асфальтенов и их коэффициент светопоглощения (пропорциональный молекулярной массе асфальтенов) концентрацию ванадия и нефти. Он позволяет получить дополнительную информацию об изменениях состава изучаемой нефти.

Важная информация о ходе термического и термоокислительного воздействия на нефть может быть получена на основании исследования состава и свойств воды, извлекаемой совместно с нефтью. Критериями оценки процесса ВГ по составу извлекаемой воды могут служить общая минерализация, ионно-солевой состав, плотность, водородный показатель, а также окисляемость и число омыления, характеризующие содержание и состав образующихся водорастворимых органических

веществ.

Проведенное выше рассмотрение позволяет предложить состав полного комплекса физико-химических характеристик флюидов и газов, из которого должны формироваться начальные комплексные параметры для осуществления физико-химического контроля на конкретных объектах применения теплового воздействия на пласт.

Для контроля процесса ВГ.

Параметры нефти: плотность, вязкость, коэффициент светопоглощения нефти, содержание асфальтенов, коэффициент светопоглощения асфальтенов, структурно-групповой состав, температура начала кипения нефти, фракционный состав (содержание фракции с $t_{кип}$ до 350°С), содержание гетероатомов (серы) и микроэлементов (ванадия и никеля) в нефти и асфальтенах, содержание продуктов окисления (кислотное число), содержание олефинов, содержание парафинов, содержание смол, окисляемость нефти, расчетные параметры.

Параметры воды: плотность, водородный показатель, окисляемость, содержание ионов, число омыления.

Содержание газов: двуокиси углерода, кислорода, окиси углерода, сероводорода, сернистого ангидрида.

Для контроля процесса ПТВ.

В связи с тем, что при паротепловом воздействии в пласте устанавливаются менее жесткие тепловые режимы, многие физикохимические процессы происходят менее интенсивно, чем при внутрипластовом горении либо отсутствуют совсем (см. п. 4.1.2.). Поэтому для контроля за ПТВ предлагаемый выбор параметров более

ограничен.

Параметры нефти: плотность, вязкость, содержание асфальтенов, коэффициент светопоглощения асфальтенов, содержание гетероатомов (серы) и микроэлементов (ванадия, никеля) в нефтях и асфальтенах.

Расчетные параметры.

Параметры воды: плотность, содержание ионов, общая минерализация.

4.1.4. Число контролируемых скважин и периодичность исследований.

Для процесса ВГ.

На эталонных участках системы разработки исследования по начальному комплексу параметров проводятся в 5-7 добывающих скважинах.

После определения сокращенного комплекса индикаторных параметров контроль проводится выборочно на части добывающих скважин, количество которых составляет 30-50% от их общего фонда.

Периодичность отбора и анализа проб флюидов, отбираемых из контролируемых скважин, устанавливается в зависимости от конкретных задач исследований и от периода разработки. Технология проведения внутрипластового горения делится на четыре основных периода: подготовительный, инициирование горения, осуществление процесса внутрипластового горения и заводнение.

В подготовительный период проводятся разные исследования на всех скважинах, выбранных для физико-химического контроля. Полученные значения измеренных параметров являются исходными

"фоновыми". С ними сравниваются значения параметров, полученные в ходе воздействия. При необходимости строятся карты изменения параметров по площади.

Наиболее экспрессивными и информативными показателями начала процесса горения в пласте являются изменения состава попутных газов, прежде всего, появление и рост содержания углекислого газа. Поэтому в период инициирования внутрипластового горения, длящегося, как правило, от нескольких дней до нескольких недель, контроль состава попутных газов проводится ежедневно. Анализ других параметров в этот период может не производиться.

В период осуществления внутрипластового горения на эталонном участке анализы нефтей, вод и газов проводятся не реже одного раза в месяц.

В период осуществления горения и заводнения в ходе промышленной разработки месторождения добывающие скважины могут реагировать на закачку воды и закачку воздуха, проводимые в разных нагнетательных скважинах. Поэтому периодичность контроля, ведущегося по сокращенным комплексам параметров на этих этапах воздействия одинакова для нефтей и вод. Анализы этих жидкостей проводят один раз в квартал. Анализы газов ведутся один раз в месяц. На эталонном участке в течение периода заводнения, исследования нефти, воды и газа проводят один раз в месяц.

Периодичность исследований при проведении внутрипластового горения на эталонных участках и на участках промышленной разработки.

Объекты исследований	Подготовительный этап	Инициров. горение	Осуществл. горения	Заводнение
		Начальные комплексы для эталониров. участка		
		Сокращенные комплексы для промышл. разработки		
1. Нефть		-	1 раз в м-ц 1 раз в кв.	1 раз в м-ц 1 раз в кв.
2. Вода		-	1 раз в м-ц 1 раз в кв.	1 раз в м-ц 1 раз в кв.
3. Газы		ежедневно ежедневно	1 раз в м-ц 1 раз в м-ц	1 раз в м-ц 1 раз в кв.

Для процесса ПТВ.

Как и при контроле процесса ВГ, исследования добываемых флюидов на месторождениях с применением ПТВ проводят на всех скважинах эталонных участках в начальный период разработки месторождения. На участках промышленной разработки контроль проводится на опорных, контрольных скважинах, количество которых составляет величину порядка 30% от общего фонда добывающих скважин. При подходе границы зоны реагирования контрольные измерения проводятся по большей части добывающих скважин, начинающих реагировать на действие.

В подготовительный период проводятся разовые исследования всех скважин, предназначенных для контроля по начальному комплексу информативных параметров нефти и попутных вод. После начала закачки пара в скважинах эталонных участков проводят исследования

один раз в месяц. В результате контрольных работ на эталонных участках определяются сокращенные комплексы анализируемых параметров, а также периодичность отбора и анализа проб нефти и воды. Обычно период времени между очередными отборами на участках промышленной разработки не превышает одного квартала.

Частота исследований, проводимых при тепловом воздействии на нефтяной пласт, может существенно колебаться в зависимости от различий геологических условий на конкретных месторождениях, а также от особенностей используемых технологий. Кроме то.о, при появлении аномальных данных по одному из индикаторных параметров возникает необходимость проведения внеочередных исследований по ряду других параметров в различных средах.

4.1.5. Аналитические методы, применяемые при физико-химическом контроле.

Отбор проб дегазированной нефти осуществляется согласно ГОСТ 2517-85 [20]. Нефть из скважины отбирается из пробоотбоного краника на выходной трубе в бутыли. Если нефть сильно обводнена, для выполнения анализа необходимо отобрать до 3 *л* пробы. При этом нефть отбирается в емкость с отверстием на боковой стенке для слива воды.

В бутылях с нефтью должно быть оставлено воздушное простарнство, необходимое для перемешивания пробы и достаточно для выделяющегося газа. Бутыль закупоривают корковой или полиэтиленовой пробкой и герметизируют менделеевской замазкой.

Марикировка, упаковка, транспортирование и хранение проб

нефти осуществляется по ГОСТ 1510-84. Пробы храняться в сухом, прохладном, темном, пожаробезопасном помещении не более 14 суток [21].

Нефти, полученные методами ВВГ и ПТВ, представляют собой обычные стабильные эмульсии воды в нефти или нефти в воде с содержанием воды от нескольких процентов до 40:50% и более. Основная задача подготовки нефтей для анализа заключается в их обезвоживании.

Обезвоживание, например, осуществляется методом азеотропной отгонки воды с бензолом. Этот способ обезвоживания допустим в случае анализа нефти на содержание асфальтенов, смол, микроэлементов, т.к. зная процентное содержание бензола в нефти, можно внести в результаты анализа соответствующую поправку.

В МИНГ им. И.М.Губкина разработан метод обезвоживания небольших количеств нефти (2-5 г) путем испарения воды в пленке нефти и поглощения ее измельченным плавленным хлоридом кальция, заключенным в патрон из металлической сетки и стеклоткани, который помещается в вакуумированный вращающийся и горизонтально расположенный цилиндрический стеклянный сосуд с нефтью, нагреваемый электрической плиткой (рис. 4.1.).

В сосуд 1 (диаметр 50 мм, длина 80 мм) помещается навеска нефти (2-5 г) с точностью до 0,1 г. Сосуд соединяется с муфтой 9. Через кран из системы откачивается воздух, затем система несколько раз продувается азотом и затем в ней снова создается вакуум. После включения электрической плитки устанавливают температуру по термометру 6 около 80°C, включают мотор ротора и устанавливают

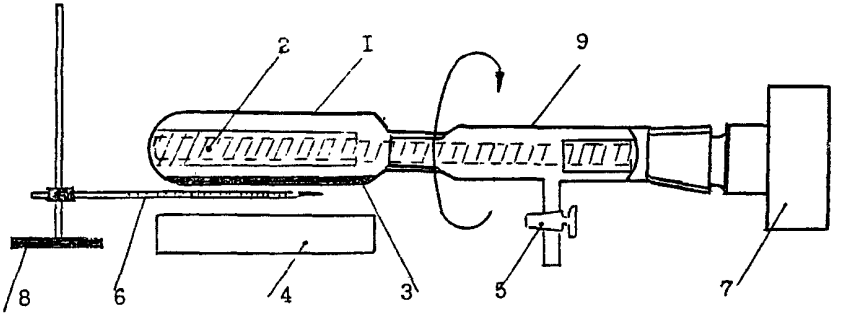


Рис. 4.I. Принципиальная схема прибора для обезвоживания нефти в тонкой пленке:
I – цилиндрическая ампула с нефтью; 2 – патрон с хлоридом кальция;
3 – нефть; 4 – электроплитка; 5 – кран для сообщения с вакуум-насосом;
6 – термометр; 7 – мотор роторного испарителя; 8 – штатив с держателем;
9 – муфта.

скорость вращения 10 об/мин. Через 0,5 часа прибор выключают и дают охладиться в течение 0,5 часа. Затем цикл операций повторяется. Весь процесс обезвоживания требует примерно 2-5 часов в зависимости от содержания воды и величины навески нефти. Контроль за полнотой обезвоживания проводится снятием ИК-спектра нефти в кювете со стеклами из фторида кальция при толщине пленки нефти 0,02 мм в области 3000-3500 $см^{-1}$ (отсутствие поглощения).

Отбор и подготовка проб газа.

Отбор проб газов проводят из скважин согласно ГОСТ 18917-82 [22]. Если скважина находится в нерабочем состоянии или работает испульсно с выбросом жидкости и грязи, ее необходимо продуть в атмосферу для получения чистого газового потока. Если скважина дает двухфазный поток, пробу газа отбирают после сепарационных установок при установившемся режиме работы. Пробы отбираются в стеклянные бутыли при небольшом избыточном давлении. Отбор осуществляется методом сухой продувки, если в газе присутствуют соединения серы, диоксид углерода. Местом отбора проб у скважины служит манометрический штуцер с редукционным вентилем, установленный на головке скважины или выкидной линии затрубья. Отбор проб в стеклянные бутыли проводят как без затвора, так и с небольшим затвором из насыщенного раствора хлористого натрия. Срок хранения пробы газа не более 3 суток [22].

Отбор и подготовка проб воды.

Для отбора и хранения проб воды используют химически чистые бутыли с резиновой, полиэтиленовой или притертой стеклянной пробкой. Перед отбором пробы воду из пробоотборного крана

дренируют в течение времени, достаточного для многократного слива застоявшейся воды. Проба отбирается с помощью сифонной трубки, которая отпускается на дно бутыли, без диспергирования пузырьков воздуха. Для хранения воды используется посуд из боросиликатного стекла (пирекс) или из полиэтилена, т.к. обычное стекло разрушается водой при хранении, и в воду переходят Ca^{+2}, Mg^{+2}, K^{+}, Na^{+}, Cl^{-} и др. ионы. Пробу воды анализируют не позднее, чем через 12 час. после отбора, в противном случае ее надо консервировать для стабилизации ее химического состава [54].

Методика определения состава и физико-химических свойств добываемых жидкостей и газа в процессе ВГ.

Определение физико-химических характеристик проводится в соответствии с утвержденными нормативными документами, либо по разработанным методикам. Определяются следующие показатели в дегазированной нефти:

- содержание воды по методу Дина и Старка. ГОСТ 2477-65 [23];
- плотность весовым, ареометрическим или пикнометрическим методами ГОСТ 3900-85 [24];
- кинематическая и динамическая вязкость. ГОСТ 33-82, ГОСТ 1929-87 [25];
- содержание парафина. ГОСТ 11851-85 [26];
- содержание асфальтенов и смол. ГОСТ 11858-66 [27];
- кислотное число. ГОСТ 5985-79 [28];
- содержание фракций, выкипающих до температры 350 °С ГОСТ

2177-66 [29];

- коэффициент светопоглощения (КСП) [98];

- содержание олефинов. ГОСТ 2070-82 [32];

- количественное определение серы. ГОСТ 1437-75;

- определение содержания ванадия и никеля (РД 39-0147716-211-87).

В устьевом (отсепарированном) газе определяется комплексный состав хроматографическим методом. Содержание кислорода, азота, оксида и диоксида углерода, углеводородных газов, сероводорода, непредельных углеводородов. ГОСТ 23781-87 [30].

В попутной воде определяется содержание ионов pH, плотность. ГОСТ 23268, 3-78, ГОСТ 23268.4-78, ГОСТ 23268.5-78, ГОСТ 23268.6-78, ГОСТ 23268.7-78, ГОСТ 23268.17-78 [33-38].

Ряд показателей определяется по стандартным, специально разработанным или модифицированным методикам, которые имеются в аналитических руководствах.

По этим методикам для нефти определяются показатели:

- структурно-групповой состав методом ИК-спектроскопии;

- фракционный состав методом хроматодистилляции;

- содержание олефинов озонометрическим методом;

- окисляемость.

Для воды определяются число омыления и окисляемость.

Для примера ниже приводится описание некоторых методик.

Оценка изменения фракционного состава
нефтей методом хроматодестилляции.

Фракционировка нефтей по стандартной методике [29] требует

значительного времени и сопряжена с определенными трудностями, связанными с неполным обезвоживанием нефти (вскипание нефти и перебросы). Быстрым и удобным методом определения фракционного состава нефтей является метод хроматодестилляции [114].

Анализ проводится на любом стандартном хроматографе с пламенно-ионизационным детектором. В качестве неподвижной фазы применяются стеклянные шарики диаметром 0,2-0,3 мм, которыми набивается колонка длиной 1:1,5 м и диаметром 5 мм. Анализ проводится в режиме программирования температуры от 20 до 380°С со скоростью 6 с/мин. Объемы пробы нефти 10 мкл.

Озонометрический метод определения олефинов в нефтях.

Разработан [96] быстрый метод определения олефинов в нефтях, характеризующийся высокой чувствительностью, основанный на реакции изонирования олефинов. Скорость взаимодействия озона с двойными связями на несколько порядков превышает скорость взаимодействия с ароматическими ядрами, поэтому озонирование можно использовать как аналитический метод количественного определения олефинов в смеси с другими углеводородами нефти. Однако скорость взаимодействия озона с такими компонентами как смолы и асфальтены, содержащими гетероатомы и активные насыщенные фрагменты, может приближаться к скорости взаимодействия с двойными связями алканов. Поэтому из нефти предварительно должны быть удалены смолы и асфальтены.

В соответствии с этим количественное определение олефинов проводили в 2 этапа. В первом этапе анализа из навески нефти методом жидкостно-адсорбционной хроматографии на силикагеле

(элюент н.-гектан) выделяли углеводородную часть нефти (элюст). Во втором этапе анализа определяли содержание двойных связей в элюате на приборе АДС-4М.

Методика получения элюатов нефтей.

В вертикально закрепленную колонку, в сужающий конец которой помещен кусочек ваты, засыпают 7±0,1 г силикагеля. Силикагель утрамбовывают легким постукиванием по колонке. Затем в колонку вливают 5 мл н-гектана, после пропитки которого раствор 0,3±0,01 г нефти в 5 мл н-гектана. (Нефть взвешивают в стаканчике, куда затем добавляют 5 мл н-гектана и, покачивая, растворяют нефть). Стаканчик трижды ополаскивают н-гектаном порциями по 5 мл, всякий раз вливая н-гектан в колонку. Вытекающий из колонки элюат собирается в бюксе. После прекращения самопроизвольного вытекания элюата остатки его вытесняют из колонки сжатым воздухом.

Количественное определение олефинов
озонометрическим методом.

Количественное определение олефинов в элюатах проводится на приборе АДС-4М (Анализатор двойных связей - модель 4М), выпускаемом экспериментальным заводом института химической физики АН СССР (Черноголовка). Принцип действия прибора АДС-4М ясен из схемы (рис. 4.2.).

Из озонатора смесь кислорода и озона разделяется на два потока (I и II). Поток (I) поступает в кювету 2 с веществом, где происходит поглощение озона. Второй поток (II) проходит через кювету 2 сравнения без вещества. Оба потока встречают на своем пути пучки УФ-лучей от источника 3, падающих на фотоэлементы 4.

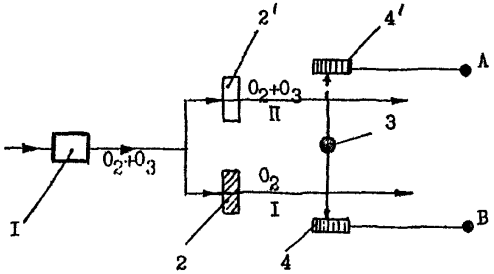


Рис. 4.2. Принципиальная схема работы прибора АДС-4М:
I - озонатор;
2 - кювета с продуктом;
2' - кювета сравнения;
3 - источник УФ - излучения;
4,4' - фотоэлементы.

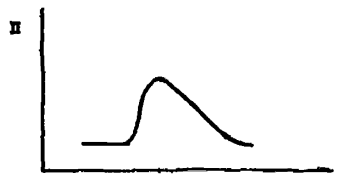


Рис. 4.3. Типичная озонограмма элюата нефти.

Так как поток 1 не поглощает УФ-излучение, то интенсивность УФ-излучения, падающего на фотоэлемент 4 больше, чем интенсивность УФ-излучения, падающего на фотоэлемент4", что приводит к разности потенциалов между точками А и В и фиксируется в виде пика. На рис. 4. 3. приведена типичная озонограмма элюата.

Определение содержания смолисто-асфальтеновых веществ.

В настоящее время используются в основном два варианта разделения и выделения слоисто-асфальтеновых веществ. Первый, наиболее широко применяемый вариант, основан на различной сорбционной способности компонентов нефти (хроматографический, адсорбционный метод). Второй основан на различной растворимости компонентов нефти(экстракционный метод).

Рассмотрим кратко каждый из этих методов.

Хроматографическое разделение слоисто-асфальтеновых веществ.

Выделение асфальтенов путем обработки нефтей или нефтепродуктов петролейным эфиром и последующее выделение смол в колонке с силикагелем известно и используется давно, а с 1966 г. данная методика была гостирована (ГОСТ 11858-66). Однако с 1 января 1988 г. этот ГОСТ отменен, видимо, вследствие недостаточной сходимости результатов. Новый ГОСТ не введен и это дает возможность варьировать условия выделения. Наиболее приемлемая методика осаждения асфальтенов и выделение смол приведена, на наш взгляд, в [112]. Однако и она имеет свои недостатки. Так, для элюирования смол рекомендуется бензиновая фракция 60-80°С. Однако

непостоянство состава этой фракции может привести к плохой сходимости результатов выделения. В связи с этим, для избежания погрешностей, целесообразно использовать в своей работе вместо бензиновой фракции гептан.

Существуют и другие методы выделения асфальтенов, например, при экстракционном методе (по Маркуссону) смолы выделяются экстракцией растворителями (хлороформ или смеси бензол: гептан или спирт: бензол с силикагелем в аппарате Сокслета. Метод описан в работе [99].

Определение окисляемости нефтей.

Для окисления нефтей используется методика, применяемая для исследования окисляемости масел. Конструкция прибора [97] обеспечивает практически постоянную концентрацию кислорода на всем протяжении опыта и независимость отсчета поглощенного кислорода от внешнего давления.

Определение коэффициента светопоглощения асфальтенов $K^{a}_{сп}$.

Измерения проводятся на однолучевом фотоэлектрическом колориметре, например, на КФО, со светофильтром 530 мм. На фотоколориметре определяется оптическая плотность Д, связанная с коэффициентом светопоглощения $K_{сп}$ следующей формулой:

$$K^{a}_{сп} = \frac{Д}{0{,}434 \cdot C \cdot L},$$

где: С - концентрация асфальтенов в бензоле, L - толщина слоя раствора, зависящая от типа кювета.

Концентрация образцов выбирается таким образом, чтобы оптическая плотность находилась в интервале 0,4-0,6, что

соответствует наименьшей погрешности определения, обусловленной нелинейностью шкалы. Для измерения в этом диапазоне берутся навески асфальтенов 20-30 мг на 80-120 мл бензола. Для учета систематической погрешности одна из проб асфальтенов используется в качестве эталонной. В серии рабочих измерений, проводимых в течение дня, проводится одно эталонное измерение, по результатам которого пересчитываются результаты всей серии. Для этого пользуются формулой: $K^{a}_{сп} = K^{a}_{сп\ эт} \frac{K^{a}_{сп\,i}}{K^{a}_{сп\ эт_i}}$,

где: $K^{a}_{сп}$ - скорректированное значение коэффициента светопоглощения асфальтенов пробы; $K^{a}_{спэт}$ - значение коэффициента светопоглощения асфальтенов эталонной пробы, полученное при усреднении результатов многоразовых измерений в течение нескольких дней; $K^{a}_{сп}$ и $K^{a}_{сп.эт}$ - коэффициенты светопоглощения очередной и эталонной пробы, полученные в одной серии.

Определение окисляемости воды.

В коническую колбу пипеткой наливается от 1 до 20 мл исследуемой воды в зависимости от концентрации растворенных в ней веществ, дистиллированную воду до общего объема раствора 100 мл и 5 мл 25% расвора серной кислоты. Раствор нагревается плиткой до кипения, прибавляется к нему из бюретки 10 мл 0,01 Н раствора перманганата калия и кипятится 10 мин с момента появления первого пузырька пара. После кипячения раствор должен иметь красный цвет, что гарантирует избыток окислителя. В случае исчезновения окраски определение повторяется для меньшего количества исследуемой воды. К горячему раствору добавляется из бюретки 10 мл 0,01 Н раствора щавелевой кислоты, при этом расвор обесцвечивается. Избыток

щавелевой кислоты оттитровывается 0,01 Н. раствором перманганата калия до розовой окраски.

Затем проводится холостой опыт, для чего в колбу наливается 5 мл 25% раствора серной кислоты, 100 млн дистиллированной воды и далее анализ проводится так же, как и для исследуемой воды.

Окисляемость X (в мг/л) рассчитывают по формуле:

$$X = \frac{[V_3 - V_1(V_3 - V_2)] \cdot 0{,}08 \cdot 1000}{V} = \frac{(V_1 - V_2) \cdot 0{,}08 \cdot 1000}{V},$$

где: V_3 - объем 0,01 Н. раствора перманганата калия, взятый в основном и холостом опытах, мл; V_1, V_2 - объем 0,01 Н. раствора перманганата калия, пошедший на титрование избытка щавелевой кислоты в основном и контрольном опыте, мл; 0,08 - количество кислорода, эквивалентное 1 мл 0,01 Н. раствора перманганата калия; V - объем исследуемой воды.

Определение числа омыления воды [102].

Навеска воды от 10 до 50 г (с точностью до 0,0001 г) вносится в коническую колбу на 200 мл. К навеске приливается 25 мл 0,1 Н. водного раствора гидроксида калия. Колба нагревается с обратным холодильником на водяной бане до слабого кипения в течение 1 часа. После чего стенки холодильника и шлиф колбы смываются 10 мл дистиллированной воды. К еще горячему раствору добывбяется 1 мл 1% раствора фенолфталеина и титруется избыток щелочи соляной кислотой той же нормальности, что раствор щелочи. Расчет числа омыления (ч.о.) ведется по формуле: $\text{ч.о.} = \frac{(V_1 - V_2) \cdot 0{,}056 \cdot K}{q}$,

где: V_1 - объем 0,1 Н. раствора соляной кислоты, пошедшей на титрование в холостом опыте (без навески), мл; V_2 - объем 0,1 Н. растовра соляной кислоты, пошедшей на титрование в основном

опыте, мл; 0,0056 – число граммов гидроксида калия эквивалентное 1 мл 0,1 Н. раствора соляной кислоты; К – поправка к титру соляной кислоты; q – навеска, г.

4.1.6. Методика проведения физико-химического контроля и интерпретация получаемых результатов.

В п.4.1.1. данного руководства приведены общие положения методики физико-химического контроля (ФХК) применительно к объектам, разрабатываемым с использованием теплового воздействия на пласт.

Методические вопросы ФХК рассмотрены в пп.4.1.2.–4.1.4.. Ниже излагаются рекомендации по методике построения интерпретационных моделей физико-химических процессов, протекающих в пласте при различных видах теплового воздействия, на базе которых проводится интерпретация результатов контроля, в частности решение соответствующих обратных задач.

Методика интепретации ФХК при внутрипластовом горении.

В соответствии с п.4.1.2. выделяются следующие этапы и соответствующие им типы внутрипластовых процессов.

Гидродинамический этап – первый этап воздействия, происходящий без подъема температуры. Параметры нефтей изменяются на этом этапе под действием сорбционных процессов. Выделение гидродинамического этапа необходимо для фиксации времени включения контролируемых скважин в зону реагирования.

В зависимости от степени интенсивности проходящих в пласте термических процессов в зонах с преобладанием термоокислительных реакций можно выделить два этапа воздействия. Каждому из этапов соответствует определенный тип нефтей: превращенных и сильнопревращенных, подвергшихся воздействию более высоких температур.

Этапы воздействия на которых преобладают термические реакции, а окислительные процессы незначительны, характеризуются подъемами температуры до уровня порядка 200°С и выше.

Идентификация нефтей, получаемых из зон нефтяного пласта с преобладанием термического либо термоокислительного характера реакций дает важную информацию, во-первых, для определения положения тепловых фронтов, во-вторых, для объяснения возможных изменений уровней добычи эксплуатационных скважин.

В таблице 4.1. представлена интерпретационная модель процесса внутрипластового горения, с использованием которой по данным физико-химического контроля можно проводить идентификацию основных типов физико-химических пластовых процессов и температурных зон их преимущественного развития. Как следует из рассмотрения приведенных в табл. 4.1. данных на гидродинамическом этапе процесса в первую очередь изменяются параметры наиболее поверхностно активных компонентов нефтей – асфальтенов. При длительном прохождении этого этапа возможны изменения плотности ρ, вязкости и фракционного состава.

В то же время от превращенных нефтей нефти гидродинамического этапа прежде всего отличаются фоновыми значениями содержаний

Таблица 4.I.

Начальный комплекс параметров физико-химического контроля внутрипластового горения

Вид изменений	g кг/м	μ мПа/с	C_a %	$K^a_{сп}$	$C_{см}$ %	$K^н_{сп}$	$C_{алк.}$ %	$C_{нафт.}$ %	$C_{арен.}$ %	$C_{прод.окис}$ %	К.ч.	$C_{олеф.}$ %	$t^{50}_{начала кипен.}$	$C_{фр350}$ %	C_v %	C_{Ni} %	$\frac{C_v}{C_{Ni}}$	$C^н_v$ %	K_v	C^a_S %	$C^н_S$ %
Гидродинамический этап. Сорбционные процессы.																					
Мало превращенные I	-	-	-	(++)	-	-	+	+	-	(=)	=	(=)	=	+	(-)$_2$	=	(=)$_2$	=	=	(-)$_2$	-
Термоокислительный характер реакций																					
Превращенные	(+)	(+)	-*	=*	+	+	(-)	+	(+)	(++)	++	=	+	+	(-)	(-)	(-)	-	-	+*	-
Сильно превращенные	(-)	(—)	-	=x	+	-	(-)	+	(+)	(+)	+	+	-	+	(-)	(-)	(=)	-	=	-	-
Термический характер реакций																					
Сильно превращенные	(-*)	(-*)	-*	=*	=*	=*	+	=	-	(=)	(=)	(++)	(-)	+*	(-)	(-)	(-)	-	+$_2$	+$_2$	-*

Примечание: I. На гидродинамическом этапе изменение в направлениях, указанных в таблицах, начинается с задержкой после начала эксплуатации, достигаемой нескольких месяцев. Исключение составляют параметры $K^a_{сп}$, C^a_S и C_a, изменяющиеся с началом гидродинамического этапа, а также параметры содержания продуктов окисления, содержания олефинов, кислотное число, которые на этом этапе не изменяются.

2. Знак изменения параметра зависит от распределения элемента в асфальтенах, характерного для нефтей конкретного месторождения.

продуктов окисления $C_{пр.ок.}$, олефинов $C_{ол}$ и ванадия C_V. Два типа нефтей, полученных из зон с преобладанием термоокислительных реакций, характеризуются теми или иными изменениями практически всех параметров, входящих в рекомендуемый комплекс. Общими признаками, определяющими принадлежность нефтей к этим двум типам является повышенное содержание продуктов окисления и специфические изменения группового состава: уменьшение содеражания алканов и рост содержания аренов.

В нефтях, полученных из зон с преобладанием термических реакций, происходит увеличение содеражния олефинов. Как видно из табл. 4.1., последние два параметра изменяются одновременно на всех этапах воздействия, поэтому включать в сокращенный измерительный комплекс следует только один из них (см. п. 4.1.5.).

Содержание ванадия и никеля в нефтяных снижает на первые десятки процентов, причем уменьшение концентрации никеля из-за его более высокой термостабильности происходит в меньшей степени, поэтому значение ванадий-никелевого отношения также падает.

На этом этепе возможно изменение группового состава нефтей: увеличение содеражиния алканов и уменьшение аренов за счет разложения высокомолекулярных компонентов нефти. По этой же причине происходит увеличение содержания фракции углеводородов, выкипающей до 350°С и снижение температуры начала кипения, а также уменьшение вязкости, плотности и содеражания асфальтенов.

Важную информацию о ходе процесса ВВГ дает анализ компонентного состава попутных газов и вод. Достаточным индикатором начала процесса горения является появление в попутном

газе оксида углерода. Динамика изменения площади полигона CO_2 позволяет оценить колебания интенсивности процесса. Взаимосвязь изменений площадей полигонов CO_2 и O_2 характеризует, как указывалось выше, преимущественное развитие низко или высокотемпературного окисления.

Ожидаемые изменения параметров начального комплекса для попутных вод, добываемых при внутрипластовом горении, изображены на рис. 4.4. Убывание плотности, концентрации ионов растворенных молей и pH происходит за счет разбавления пластовой воды конденсатом, перенесенным в газовой фазе из высокотемпературных областей. Рост плотности, содержания ионов, общей минерализации в происходит за счет испарения воды в этой зоне и выщелачивания минералов при высокой температуре.

В сокращенный комплекс индикаторных параметров из перечисленных выше характеристик состава попутных вод чаще всего включают определенные концентрации одного-двух ионов (как правило, хлор-иона и гидрокарбрнат-иона при исследовании низкоминерализованных вод гидрокарбонатно-натриевого типа). Этот минимальный набор характеристик целесообразно дополнять одним из параметров, отражающх содержание в попутной воде органических соединений - кислотным числом либо числом омыления.

Методика интерпретации ФХК при паротепловом воздействии.

Исходя из существующих представлений об основных физико-химических процессах, протекающих в пласте при паротепловом воздействии, можно следующим образом представить ожидаемые на

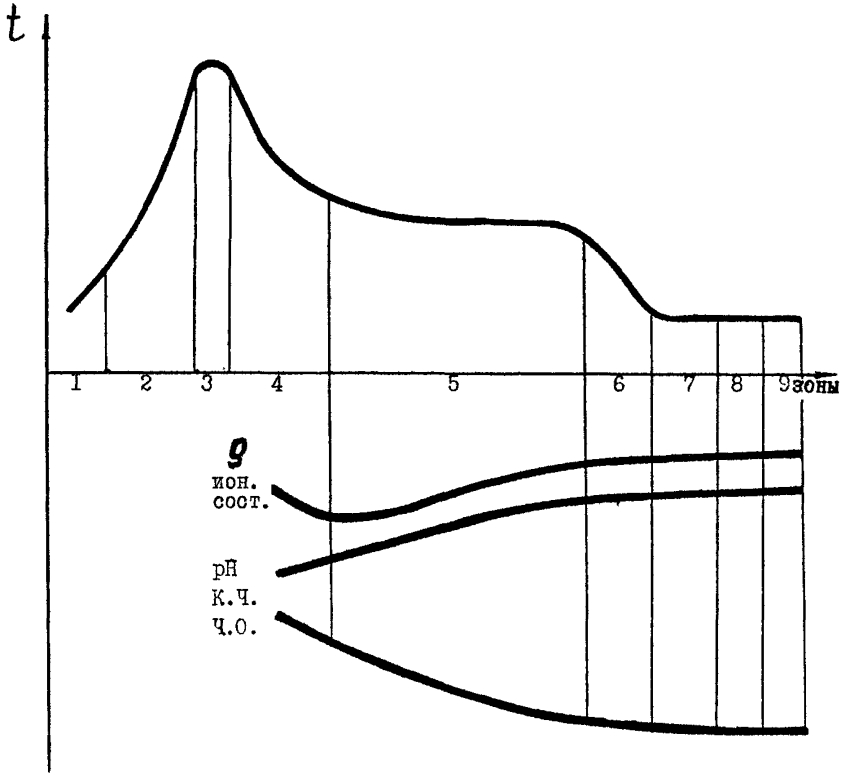


Рис. 4.4. Ожидаемый характер изменений индикаторных параметров попутных вод при внутрипластовом горении.

разных этапах воздействия изменения начального комплекса параметров, характеризующих состав и свойства нефтей - рис. 4.5. Выделено три последовательных этапа развития процесса ПТВ - гидродинамический этап (зона 3), этапы собственно теплового воздействия, характеризующиеся подъемом пластовых температур (зона 2) и высокими температурами (зона 1). Зона 1 на рис. 4.5. соответствует нефтям, не затронутым тем или иным видом воздействия. Видно, что большинство параметров, входящих в начальный комплекс (плотность и вязкость нефтей, содержание в них асфальтенов), изменяется однонаправленно. Характер изменения параметра $K^{a}_{сп}$ существенно зависит от вещественного состава коллектора, структура его порового пространства, типа нефтей, специфических для разных месторождений. В некоторых случаях изменение этого параметра может существенно отличаться от показанного на рисунке.

Основной характеристикой попутных вод при контроле за ПТВ является их общая минерализация, которая, как и при ФХК на объектах ВГ, определяется по концентрации хлор-иона либо суммы хлор и гидрокарбонат-ионов.

В методическом отношении гидрохимический контроль за ПТВ осуществляется следующим образом. По результатам гидрохимических исследований проб воды, отобранных из добывающих скважин для опытного участка или части залежи строится на определенный период времени карта изменения Cl^--иона ($Cl^- + HCO_3^-$) или общей минерализации. Абсолютные значения параметров по отдельным добывающим скважинам, характер и конфигурация изолиний этой карты сопоставляются с

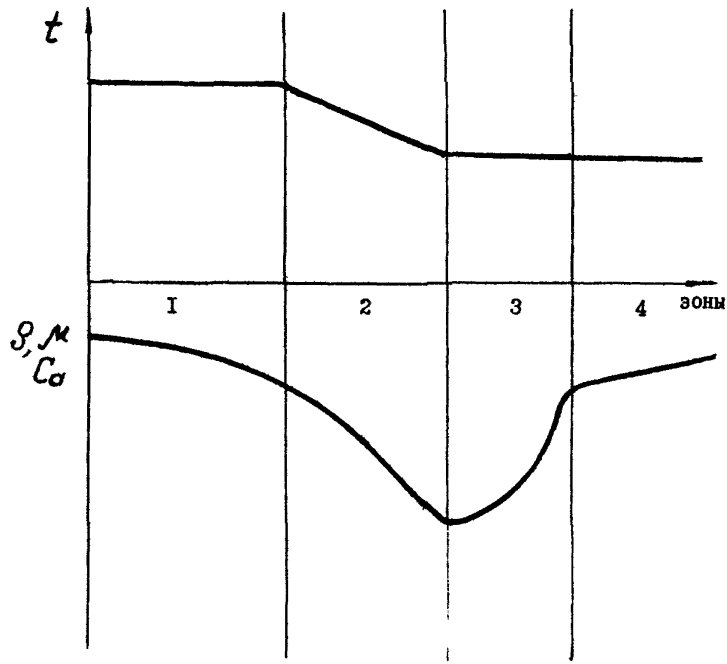


Рис. 4.5. Ожидаемый характер изменений индикаторных параметров добываемых нефтей при паротепловом воздействии.

аналогичными картами естественного гидрохимического фона или фона, который сформировался на предыдущих этапах разработки по отношению к рассматриваемому периоду. Общей гидрохимической закономерностью процессов ПТВ является площадное увеличение минерализации CI -иона и ($CI+HCO_3$) от паронагнетательных скважин к добывающим, а в последних - уменьшение этих параметров во времени.

По гидрохимическим показателям, изменяющимся в процессе разработки залежей, определяются направление фильтрационных потоков и их скорости. Для этого достаточно знать начало закачки теплоносителя в нагнетательные скважины, время появления водного дистиллята в добывающих скважинах и расстояние между ними.

Изменения параметров нефтей в начале гидродинамической зоны происходит, как правило, задолго до характерных изменений свойств попутной воды. Поэтому интерпретация данных анализа нефтей, проводимая с привлечением геолого-промысловой информации, позволяет с опережением, по сравнению с результатами гидрохимического контроля, устанавливать границу зоны реагирования.

Информативность исследования различных флюидов при ФХК за тепловыми методами воздействия.

Место и роль исследования нефтей, вод и газов при физико-химическом контроле в существенной мере зависит как от типа теплового воздействия на пласт, так и от его стадии (этапа).

При инициировании горения основное значение имеет контроль за составом попутных газов Увеличение содержания в них углекислого газа до уровня процентов при уменьшении концентрации кислорода до

долей процента и ниже характеризует начало процесса горения. В дальнейшем информацию о содеражании CO_2 и O_2 можно использовать для характеристики интенсивности протекания процесса горения и его направленности.

В периоды осуществления горения и заводнения важное значение приобретают анализы изменения свойств нефтей и вод. Информация, полученная в результате проведения этих анализов, позволяет идентифицировать зоны воздействия, характеризуемые определенными температурами и действием комплекса физико-химических процессов.

При контроле ПТВ важное значение имеет как анализ нефтей, так и анализ вод. С помощью результатов анализа нефтей в комплексе с данными промысловых исследований и гидрохимического метода можно прослеживать перемещение границы зоны реагирования и температурных зон. Анализ вод позволяет оценить также характеристики распространения зоны заводнения.

Важной задачей, стоящей перед физико-химическим контролем на объектах применения внутрипластового горения, является систематическая оценка товарных качеств добываемых нефтей. Учитывая существенную неравномерность темпов развития внутрипластовых процессов по площади разрабатываемого месторождения (залежи), при проведении контроля на участках промышленной эксплуатации целесообразно анализировать на соответствующий набор индикаторных параметров либо весь фонд контролируемых добывающих скважин (см. п. 4.1.4.), либо пробы, отбираемые на групповых замерных установках.

Все изменения, происходящие с нефтью в процессе ВГ, с точки

зрения изменения ее товарных свойств, могут быть разделены на две группы: изменения, приводящие к ухудшению качества нефти, и изменения практически не ухудшающие свойства нефти либо улучшающие их.

К первым относятся увеличение содержания аренов, смол, асфальтенов, продуктов окисления, повышение плотности и вязкости нефти; в некоторых случаях возможно появление карбонов и карбоидов. Такие изменения характерны для сильного термоокислительного воздействия на нефть.

Варианты переработки сильно термоокислительных нефтей аналогичны переработке битумных нефтей и описаны в литературе [85].

Ко второй группе изменений нефтей в процессе ВГ относятся увеличение содержания алкановых структур, появление олефинов, уменьшение содержания асфальтенов и смол, а также микроэлементов, уменьшение вязкости и плотности нефти при слабом изменении содержания продуктов окисления. Такие изменения характерны для нефтей, подвергавшихся сильному термическому и слабому окислительному воздействию. Повышенное содержание олефинов является достаточным контрольным признаком, определяющим этот тип нефтей. Качество продуктов при отдельной переработке нефтей этого типа или в смеси с непревращенными нефтями не должно ухудшаться, так как небольшое количество олефинов практически не может повлиять на свойства нефтепродуктов.

Периодически продукция эксплуатационных скважин представляет собой стойкую эмульсию с содержанием воды до 70% и выше. Эта

продукция образуется либо в результате интенсивного термоткислительного превращения нефти, либо в результате эмульгирования воды, образующейся при конденсации водяных паров, нативной нефтью или нефтью, подвергнутой термическому воздействию

В первом случае стабильность эмульсии обусловлена поверхностно-активными веществами - продуктами окисления компонентов нефти, причем водная фаза содержит низкомолекулярные органические кислоты и pH водной фазы может достигать величины 3. Эмульсия этого типа чрезвычайно медленно расслаиваются. Нейтрализацию таких эмульсий осуществляется водным раствором щелочи до pH 7:7,5 с последующим отслоем.

Эмульсии второго типа, соответствующие малопревращенным и непревращенным нефтям, после отстоя основной массы воды (pH воды не должна быть меньше 6), могут быть направлены на нефтеперерабатывающие заводы для последующего обезвоживания и переработки.

4.1.7. Примеры проведения физико-химического контроля на конкретных объектах.

Контроль за осуществлением процесса внутрипластового горения.

Физико-химический контроль в том или ином объеме осуществляется на всех объектах, где используется для повышения нефтеотдачи пластов процесс внутрипласттового горения. Ниже приводятся некоторые результаты контроля для месторождений Павлова Гора, Каражанбас и др., являющихся базовыми объектами

НПО"Союзтермнефть". Работы по контролю на указанных месторождениях отличаются своей продолжительностью, количеством исследованных скважин и набором измерявшихся физико-химических параметров, поэтому сравнительный анализ этих работ не проводится, а полученные результаты приводятся как иллюстрация к сформулированным выше (см. пп. 4.1.4.-4.1.6.) методическим рекомендациям по контролю за процессом внутрипластового горения.

Изменение физико-химических свойств дегазированных нефтей.

На месторождении Каражанбас в качестве эталонных было выбрано 8 скважин, расположенных в разных промыслах ВГ (NN 6,54,56,59,89,91,2118 и 2160) [89]. Отбор проб нефтей проводился 2 раза в год, начиная с 1983 года. В 36 пробах, время отбора которых охватывает период со П-1983 г. по Ш-1989 г., было определено 16 физико-химических характеристик, входящих в начальный комплекс параметров контроля процесса ВГ, описанный в п. 4.1.6.

На основе сопоставления характера изменения измерявшихся физико-химических параметров проб с интерпретационной моделью процесса ВГ (табл. 4.1.) выделено 5 групп проб, соответствующих различным типам пластовых физико-химических процессов, сопровождающих внутрипластовое горение. Результаты интерпретации представлены в табл. 4.2. В правой графе таблицы приведены пробы (номера скважин и отбора), отнесенные к определенному типу процесса, в графах, соответствующих отдельным физико-химическим параметрам, указаны их средние значения или интервалы изменения для проб одного типа.

Технология воздействия ВГ на месторождение Каражанбас отличается минимальным периодом времени между вводом в

Таблица 4.2.

Результаты контроля процесса внутрипластового горения по начальному комплексу параметров нефтей месторождения Карашанбас.

Вид изменений	ρ кг/м³	μ мПа с	C_a %	$K^a_{сп}$	$C_{алк}$ %	$C_{найт}$ %	$C_{арен}$ %	$C_{прод.окис.}$ %	$C_{обед.}$ %	$t^{o}C_{нач.кипен.}$	$C_{фр350}$ %	C_v г/т	C_{Ni} г/т	$\frac{C_v}{C_{Ni}}$	K_V	C^a_S %	C^H_S %	№ Скважин
Добыча до воздействия																		
Непревращенные	933	550	5,6	3100–3250	66–71	7–8	18–20	11,0–2,5	<0,20	130	23,6	170–190	66–67	2,7	10,0	5,0	2,7	$2I6C_1 2I45_1$
Гидродинамический этап. Сорбционные процессы																		
Мало превращенные	933	520	4,9	3800	60,5	8,3	21	2,2	0,20	137,5	24,0	180	67	2,7	9,7	4,5	2,6	54_5 56_1 89_1 89_2 $9I_3$
Термоокислительный характер реакций																		
Превращенные	948	687	5,3	3460	61,6	9,2	24,7	4,5	0,21	145,5	22,0	147,3	60	2,45	8,0	5,0	1,9	54_2 54_4 54_7 54_8 54_9 56_4 56_6 56_7 89_5 89_6 89_7 $9I_2$ $9I_5$ $9I_6$
Сильно превращенные	931	327	4,2	3420	63,0	9,5	24,5	3,0	0,30	145,3	33,0	130	54	2,4	8,3	5,2	1,6	$16_1 6_2 6_3 6_4$
Термический характер реакций																		
Сильно превращенные	934	600	4,5	3200	70,1	8,2	19	2,5	0,36	104,0	36,0	145	63	2,3	10,1	51	2,3	54_3 89_9 91_6 $2I8_2$ $2I6C_3$ $2I6C_6$ $2I6C_7$ $2I6C_{10}$

Индекс около номера скважины означает номер отбора.

Сроки отборов: I –02.1983; 2–09.1983; 3 – 04.1984; 4 – 07.1984; 5 – 06.1985; 6 –02.1986; 7 – 09.1986; 8 – 04.1987; 9 – 10.1987; 10 – 03.1988; II –10.1988; 12–03.1989.

эксплуатацию добывающих скважин и началом процесса горения. Поэтому гидродинамический этап воздействия на этом месторождении характеризуется небольшой степенью изменений большинства параметров нефтей по сравнению с "фоновыми" значениями, за исключением $K^a_{сп}$, C^a_s и K_v.

На остальных этапах процесса воздействия характер изменений измеренных параметров в основном совпадает с ожидаемым (см. таб. 4.3.).

В результате анализа данных табл. 4.2. для каждого этапа воздействия определен минимальный набор параметров, необходимый для выделения этого этапа (табл. 4.3.). Сокращенный комплекс индикаторных параметров, достаточный для выделения любого этапа, помещен в графу "Добыча до воздействия" (так как фоновые данные необходимы по всем параметрам сокращенного комплекса).

Данные о содержании олефинов и фракций с температурой кипения до 300°C позволяет выделить этапы высокотемпературного воздействия, а содержание окисленных компонентов, алканов и аренов - этапы с термоокислительным характером реакций.

В правой графе таблицы 4.3. помещены дополнительные параметры. К ним причислены содержание ванадия, никеля, серы в нефти, данные о которых могут быть использованы для контроля товарных качеств нефти, а также, в случае недостаточности информации по сокращенному комплексу параметров, для контроля за воздействием.

Идентифицированные в результате физико-химического контроля этапы воздействия по исследованным скважинам хорошо координируются

Таблица 4.3.

Сокращенный комплекс информативных параметров физико-химического контроля процесса ВГ по результатам исследований месторождения Каражанбас

Этапы воздействия и типы нефтей	Параметры сокращенного комплекса	Параметры дополнительные
Добыча до воздействия	$\rho, \mu, Ca, K^{a}_{сп}$, $C_{прок.}, C_{алеф}, C_{алк}, C_{арен}$	$C_V, C_{Ni}, \frac{C_V}{C_{Ni}}, KV, C^{H}_{S}$
Гидродинамический, мало превращенные нефти	ρ, μ, Ca $C_{пр.ок}, C_{олеф.}$	$C_V, C_{Ni}, KV, C^{H}_{S}$
Термоокислительный а) превращенные	$\rho, \mu, Ca, C_{пр.ок}, C_{алк}, C_{арен}$,	$C_V, C_{Ni}, KV, C^{H}_{S}, K^{a}_{сп.}$,
б) сильно превращенные	$\rho, \mu, Ca, C_{пр.ок}, C_{алк}, C_{арен}$	$C_V, C_{Ni}, KV, C^{H}_{S}, K^{a}_{сп}$
Термический сильно превращенные нефти	$\rho, \mu, C_{олеф}, C_{пр.ок}, t_{н.к.}, C^{ПР}_{300}$	$C_V, C_{Ni}, \frac{C_V}{C_{Ni}}, KV, C^{H}_{S}, Ca$

с промысловыми данными и результатами анализов попутных газов. Так, гидродинамический этап отмечен в скважинах 54, 56, 89, 91 в самый ранний период их эксплуатации, для которого характерны высокие дебиты и низкие содержания CO_2 в попутных газах (рис. 4, 6.).

Нефти, полученные на различных этапах воздействия, существенно отличаются по товарным свойствам. Нефти гидродинамического этапа близки по свойствам к исходным, а нефти термического этапа по некоторым параметрам имеют даже лучшие параметры: меньшую вязкость, плотность и более высокое содержание фракций с температурой выкипания 300°С. Нефти, полученные на этапах с интенсивными окислительными процессами, отличаются высокой вязкостью, плотностью, понижением содержанием алканов и высоким содержанием аренов, смол и асфальтенов. Кроме того, окисленные нефти содержат большое количество стойких эмульсий, что вызывает большие трудности при переработке.

На месторождении Павлова Гора процесс ВГ закончен, и имеющийся материал по динамике изменения состава и физико-химических свойств флюидов на протяжении 17 лет (с 1966 г. по 1983 г.) представляет несомненный интерес.

На рис. 4.7.-4.8. представлена графическая обработка данных по изменению физико-химических параметров нефти скв. 797а месторождения Павлова Гора [52].

Период - 10.72 г. -2.75 г. Существенных изменений в свойствах нефти за период не произошло. Отсюда вывод - к скважине подходит зона воздействия без подъема температуры, т.е. нефть имеет свойства близкие к первоначальным пластовым, так

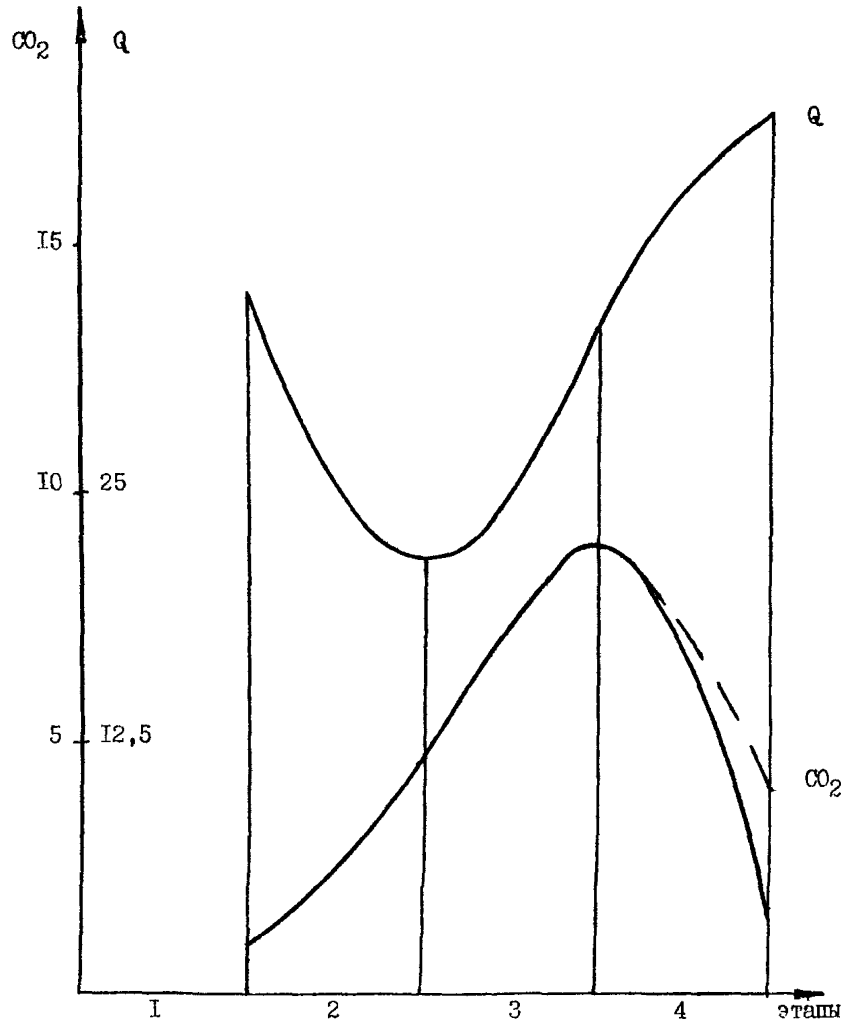


Рис. 4.6. Изменение суточной добычи нефти Q (Т/сут) и содержания CO_2 в попутных газах на различных этапах воздействия на месторождении Караганбас.

1. Гидродинамический этап.
2. Термоокислительный низкотемпературный этап.
3. Термоокислительный высокотемпературный этап.
4. Термический этап.

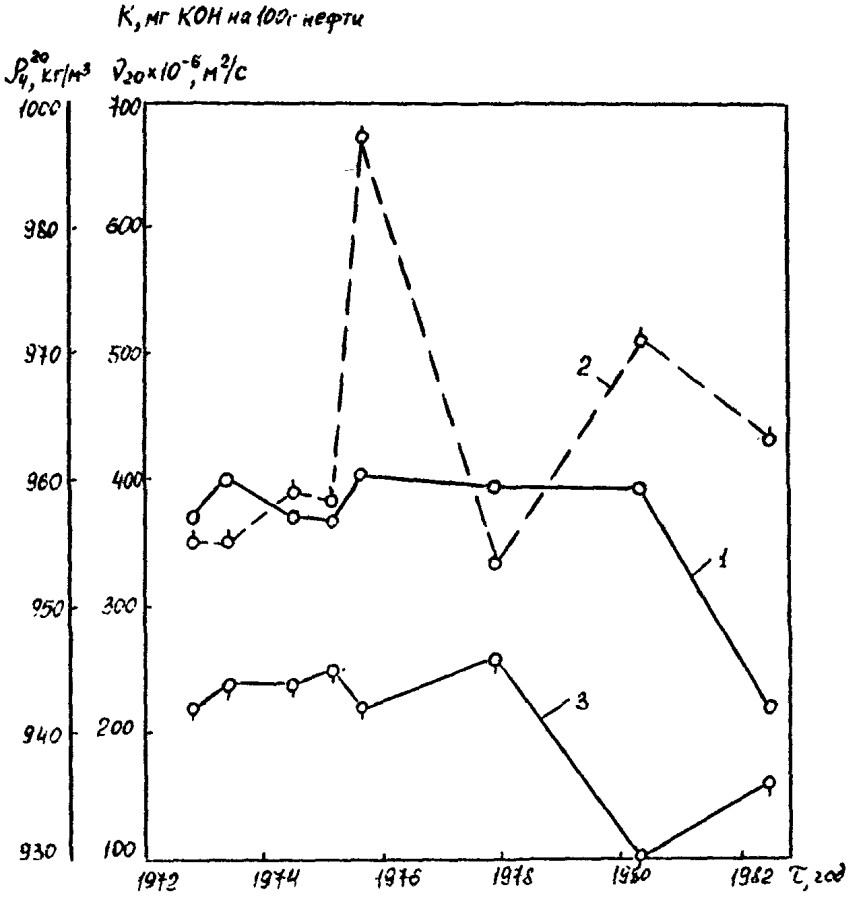


Рис.4.7. Изменение кинематической вязкости – 1, кислотного числа – 2, плотности – 3 нефти по скв. 797[а] месторождения Павлова Гора.

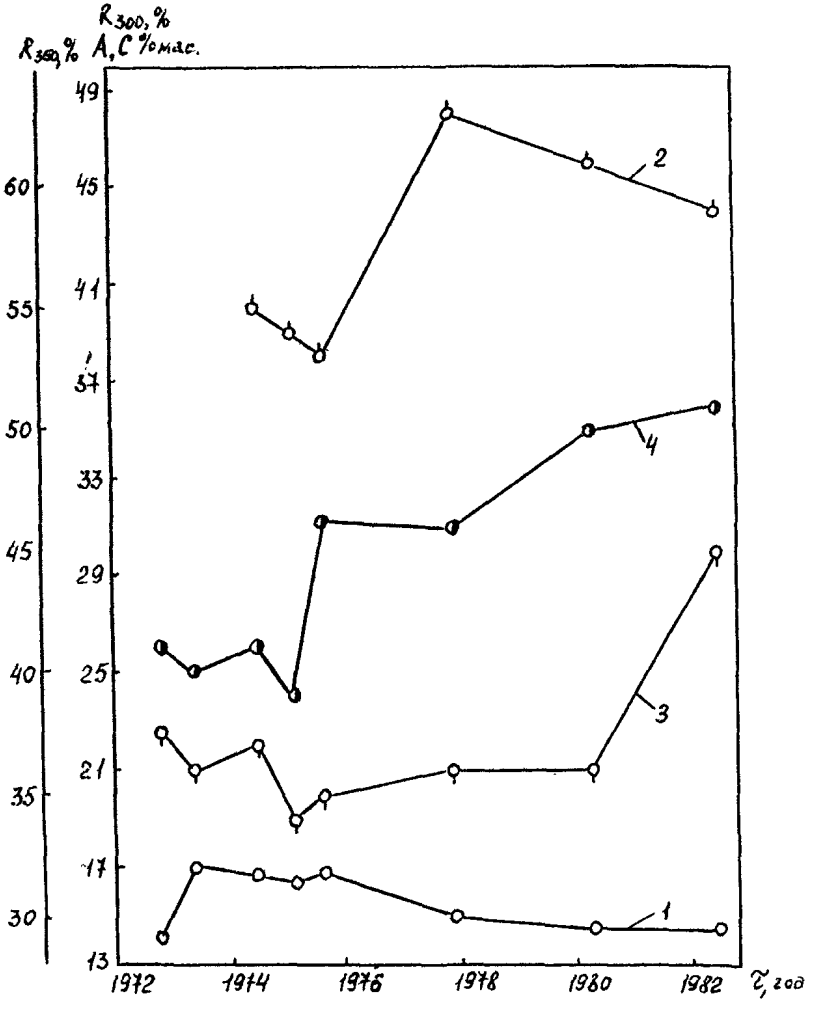


Рис. 4.8. Изменение содержания асфальтенов - 1, смол силикагелевых - 2, фракций, выкипающих до температуры 300°С - 3 и 350°С - 4 в нефти по скв. 797[а] месторождения Павлова Гора.

практически не изменилась (на 0,32%) и вязкость повысилась на 8,1%.

Период 2.75 г. -11.77 г. К скважине подходит зона вытеснения горячей водой. Кислотность нефти возрастает на 91,4%. Обводненность увеличивается с 5 до 44% мас. Плотность возрастает на 0,42%, вязкость на 8,1% на 26,3% содержание смол. К концу периода кислотность нефти снижается на 50,7%, содержание асфальтенов на 9,1%. Количество фракций, выкипающих до 300°С, практически не меняется, до 350°С - увеличивается на 17,9%.

С 11.77 г. к скважине подходит зона насыщенного пара. Плотность нефти снижается на 1,7%, вязкость на 45%, содержание асфальтенов и смол соответственно на 3,3 и 8,3%. Возросло содержание фракций, выкипающих до 300°С и 350°С, приблизительно на 42,9% и 10,9%, кислотность на 30,3%. Обводненность продукции составила 56% мас.

Карбоновые кислоты являются потенциальными продуктами низкотемпературного окисления нефти во время ВГ, поэтому предлагается использовать кислотное число (КЧ) в качетсве экспресс-параметра для ФХК. КЧ характеризует содержание кислых соединений в нефти. Динамика его изменения по скв. 797а представлена на рис. 4.7. На месторождении Каражанбас были отобраны нефти из скв. 2114, 2144, 2117, 2154, 21556 50 и определено в них КЧ. Полученные данные позволили построить корреляционную зависимость изменения кислотного числа нефти от температуры в пласте (рис. 4.9.). Из графика видно, что с ростом температуры в результате ВГ кислотное число нефти увеличивается [67].

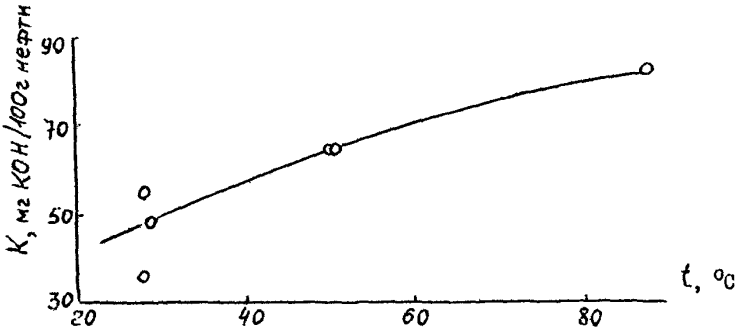


Рис. 4.9. Изменение кислотного числа нефти на месторождении Каражанбас от температуры в пласте.

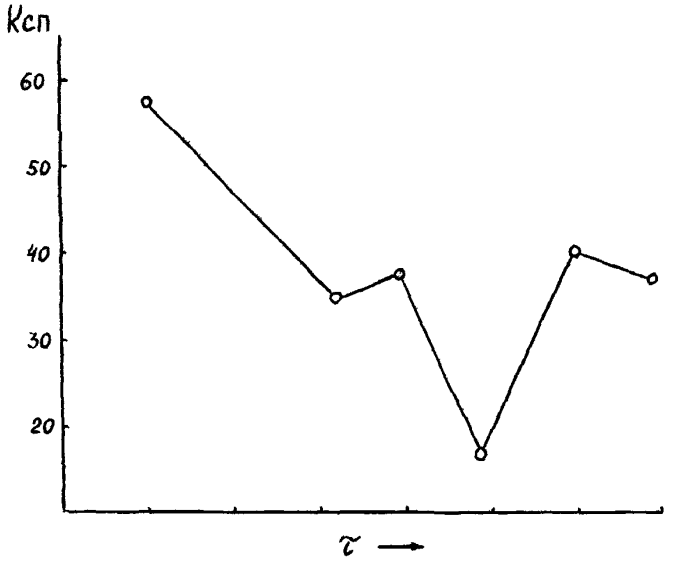


Рис. 4.10. Изменение коэффициента светопоглощения нефти и скв. № 27 площади Южная Эмба.

На рис. 4.10. представлен график изменения коэффициента светопоглощения по скв. 27 площади Южная Зыбза. В результате закачки парогаза в пласт, создание высоких температур горения изменяется содержание асфальто-смолистых веществ в добываемой нефти.

Коэффициент светопоглощения очень оперативно реагирует на эти изменения. Анализ данных по изменению физико-химических свойств нефти месторождения Павлова Гора за 17 лет показал, что свойства нефти меняются следующим образом (табл. 4. 4.): плотность меняется мало на 0,11-2,9%. В большей степени реагируют на внутрипластовое горение вязкость - изменяется по скважинам на 2,5-325%, кислотное число на 4,3-390%, содержание асфальтенов на 3,3-49%, силикагелевых смол на 2,2-25%, фракций, выкипающих до 300°С. на 5-94%, до 350°С - на 1,35-37,5%.

Для месторождения Павлова Гора наиболее информативными параметрами также являлись вязкости, кислотное число, содержание фракций, выкипающих до 300°С и 350°С. На рис. 4.11. приведены графики изменения экспресс-параметров от температуры процесса.

Анализ извлекаемой из контрольных скважин воды также, как и анализ нефти, позволяет судить об интенсивности термоокислительных процессов при внутрипластовом горении.

Для ФХК за процесс ВГ по воде определялись следующие параметры: плотность, водородный показатель, содержание ионов Cl^-, HCO_3^-, SO_4^{-2}, Mg^{+2}, Ca^{+2}, $Na^+ + K^+$.

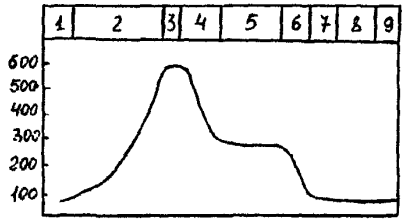
Выделение воды из водонефтяной эмульсии, добываемой из скважин для анализа, осуществляется различными способами -

Таблица 4.4.

Параметры нефти	Температурные зоны			
	7-9	6	5	4
Плотность	7(0,II-0,85) 5(0,II-0,74)	I(0,69) I3(0,32-I,3)	II(0,63-2,9) 0	0 2(0,85-I,94)
Вязкость	6(2,5-23,4) 3(6,7-I0,3)	3(2,86-56,I) 8(6,3-30,3)	8(II,5-82) 3(I,2-52)	0 2(I2,96-325)
Кислотное число	I(I0,4) 8(5-9I,4)	3(I6,I-50,7) 9(4,8-390,9)	7(4,3-38,8) 3(II,9-30,3)	I(2I,97) I(34,I5)
Асфальтены	8(4,5-44,8) 3(9-2I,4)	6(8,I-30,6) 8(4-39,3)	7(3,3-48,9) 2(I2,5-28,8)	0 2(23,I-27,8)
Смолы	22(4,5-I7,4) 7(2,3-25)	I(I4,9) I0(2,2-26,3)	5(2,4-8,7) 6(2,4-I4,3)	0 2(9,5-I7,3)
Фракции 300°С	5(5,3-20) 3(5 -5,3)	3(5-28,6) 7(5-28,6)	2(6,7-I6,7) 9(4,08-93,8)	2(6,7-4I,9) 0
Фракции 350°С	4(2,5-I2,8) 5(I,35-I2,2)	3(2,3-7,7) 6(3,2-30,7)	2(2,3-I2,8) 8(2,6-37,5)	I(7,4) I(I6,7)

Примечание. В числителе - интервал уменьшения данного параметра в % по скважинам по сравнению с предыдущей зоной, в знаменателе - интервал увеличения. Число перед скобкой - количество реагирующих скважин.

7 - 9 - без подъема температуры;
6 - горячая вода;
5 - насыщенный пар;
4 - перегретый пар.



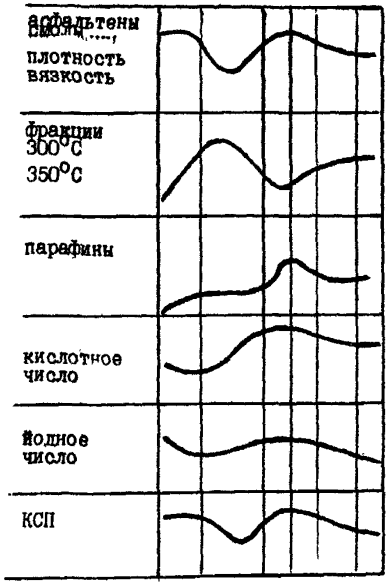


Рис. 4.II. Распределение экспресс-параметров по зонам.

отстаиванием, центрифугированием с последующим фильтрованием.

В качестве примера рассматривается изменение ионового состава воды по скв. 797а месторождения Павлова Гора (рис. 4.12.) за период с 1975 по 1979 г.

Период - 3.75-11.77 г. г. Увеличивается содержание в пластовой воде ионов Mg^{+2} в 1,98 раза, Na^{+} и SO_4^{-2} в 1,21 раза за счет метаморфизации образующих пород. Кроме того, в состав породы входит пирит, окисление которого кислородом при ВГ приводит к обогащению воды сульфат-ионов. Снижается содержание ионов Cl^{-} в 1,89 раза, Ca^{+2} в 2,75 раза в результате разбавления пластовой воды конденсатом. Содержание ионов HCO_3^{-} остается без изменения. Сопоставляя полученные результаты с данными анализа нефти (рис. 4.7, 4.8.) и газа (рис. 4.17. -4.18.) можно сделать вывод, что к скважине подходит 6 зона - вытеснение горячей водой.

Период - 11.77-7.79 гг. В пластовой воде увеличилось содержание ионов Cl^{-} в 1,35 раза. Количество ионов Ca^{+2} продолжает снижаться (в 2,7 раза). К 1.79 г. уменьшается содержание ионов Na^{+} в 3,5 раза, Mg^{+2} в 1,3 раза, SO_4^{-2} в 1,2 раза HCO_3^{-} раза.

В дальнейшем количество их возрастает до первоначального уровня.

В добывающих скважинах минерализация воды может оставаться постоянной в течение длительного времени, возрастать или уменьшаться [58].

Рассмотрим данные анализов воды по участку ВГ месторождения Каражанбас. На рис. 4.13. приведен график изменения общей минерализации извлекаемой воды по скв. 58, 62 и 21 за период с 1985

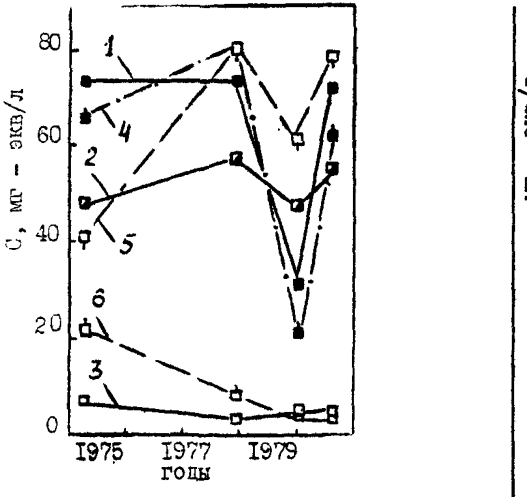


Рис. 4.I2. Изменение ионного состава пластовой воды по скв. № 797а за период I975 – I980 г.г.
I - HCO_3^-, 2 - SO_4^{-2}, 3 - Cl^-, 4 - Na^+, 5 - Mg^{+2}, 6 - Ca^{+2}.

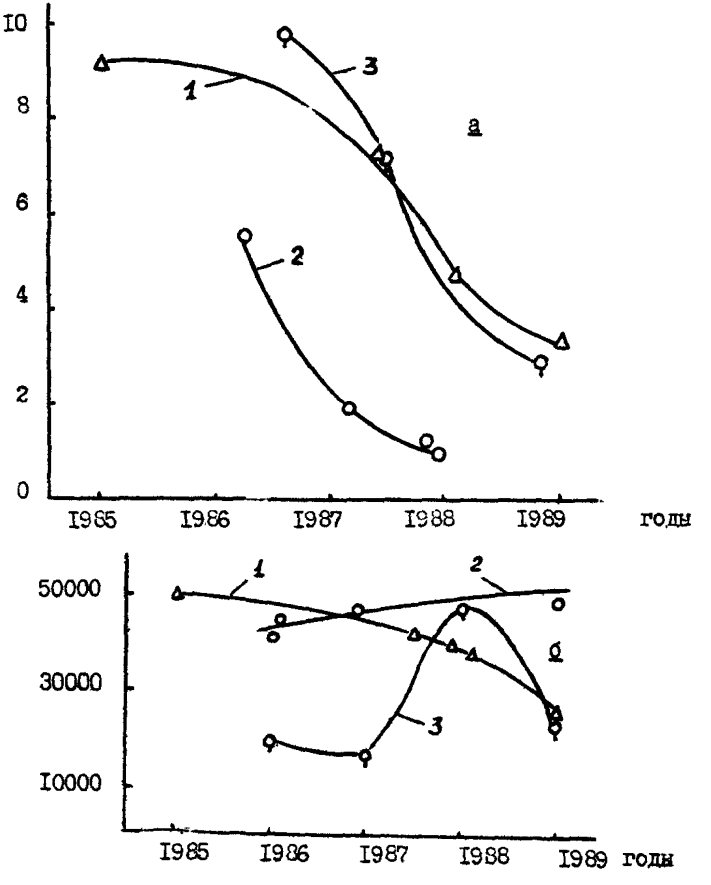


Рис. 4.I3. Изменение общей минерализации извлекаемой воды (б) и сульфат-иона (а) по скв. № 58 – I, № 62 – 2, № 2I – 3 месторождения Караманбас.

г. по 1989 г. Видно, что общая минерализация воды по скв. 58 уменьшается во времени, по скв. 62 плавно увеличивается и по скв. 21 изменяется по синусоиде, нарастая к 1988 г. Рост минерализации можно объяснить вовлечением в процесс испарения и концентрации в ходе ВГ связанной воды с последующим ее продвижением к добывающим скважинам [5]. Анализ данных по скв. 19,21,67,69,54,58,61,62,2149,2120,2150,2143 показал, что плотность воды и содержание ионов Cl^- изменяется прямопропорционально общей минерализации (рис. 4.14.). Поэтому данные показатели можно использовать в качестве экспресс-параметров для осуществления ФХК. Кроме того, Cl^- является одним из самых стабильных компонентов, не адсорбируется коллоидными системами [5]. Для месторождения Каражанбас он является одним из основных в составе воды.

На рис. 4.13. а, 4.15. представлены данные по динамике изменения сульфат- и гидрокарбонат-ионов по скв. 21,58 и 62. Можно констатировать постепенное снижение сульфат-иона по всем исследуемым скважинам. Возможны процессы химического восстановления сульфатов пластовых вод путем их непосредственного взаимодействия с органическим веществом нефти с образованием сероводорода [6].

На рис. 4.16. приведены графики изменения ионов Cl^-, Mg^{+2}, HCO_3^-, NA^+, SO_4^{-2}, Ca^{+2}. по температурным зонам для скв. 796,798,808,798а,797а,802,829,842 месторождения Павлова Гора. Из графика видно, что в зоне 6 происходит снижение концентрации ионов Cl^-, HCO_3^-, Mg^{+2}, Ca^{+2} инверсия ионов Na^+ и SO_4^{-2}. Снижение

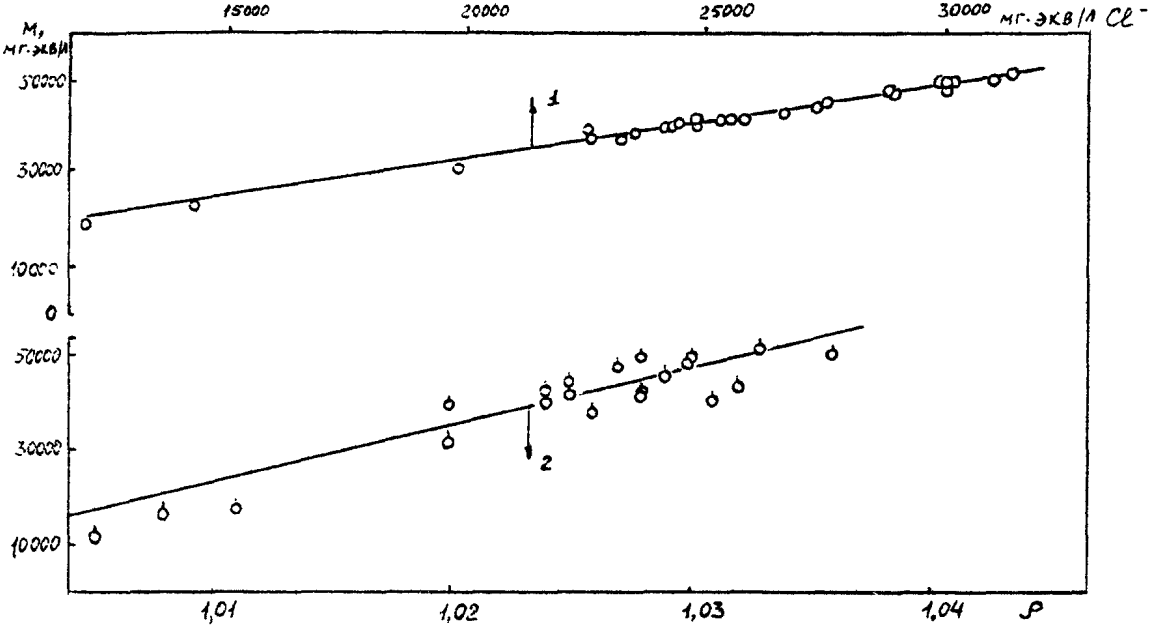


Рис. 4.14 Зависимость содержания ионов Cl^- в извлекаемой воде (I) и её плотности (2) от общей минерализации для месторождения Караганбас

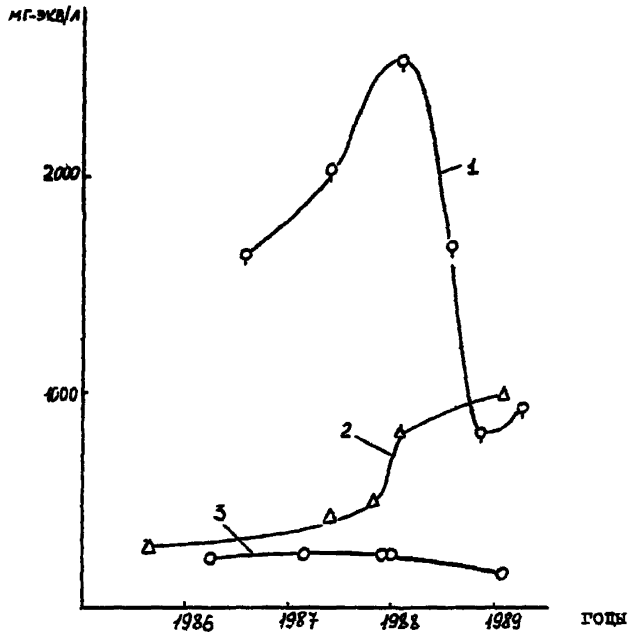


Рис. 4.I5. Изменение гидрокарбонат-иона в извлекаемой воде по скв. № 2I - I, № 58 - 2, № 62 - 3 на месторождении Каражанбас.

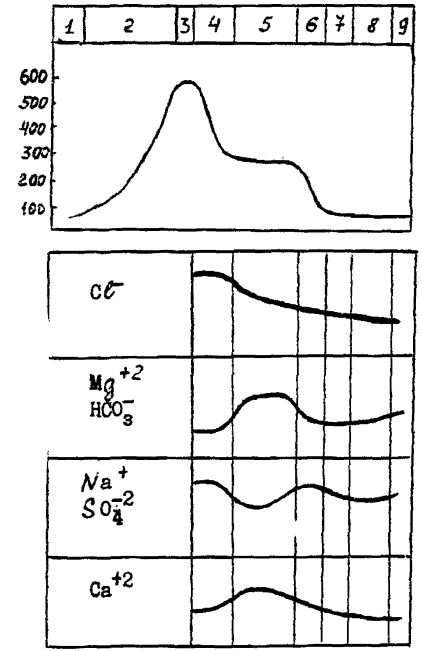


Рис. 4.I6. Распределение экспресс-параметров по зонам воздействия.

минерализации связано, вероятно, с разбавлением пластвой воды конденсатом. В 5 зоне продолжается уменьшение концентрации ионов Cl^{-} и Ca^{+2}, инверсия ионов $Mg^{+2}, HCO_3^{-}, Na^{+}, SO_4^{-2}$. Увеличение содержания ионов Na^{+}, SO_4^{-2} происходит за счет метаморфизации и окисления пирита, снижение - за счет разбавления, ионы Mg^{+2} способны необратимо адсорбироваться породой. Растворение углекислого газа в воде приводит к росту гидрокарбонат-ионов. В 4 зоне увеличение концентрации ионов $Cl^{-}, SO_4^{-2}, HCO_3^{-}, Mg^{+2}, Ca^{+2}, Na^{+}$ происходит за счет процессов выпаривания, вовлечения в разработку связанной воды, термодеструктивных изменений пород. Растет общая минерализация.

На всех этапах внутрипластового горения наиболее оперативный контроль обеспечивается по анализу газа, который позволяет за относительно короткий срок оценить обстановку на скважине по технике безопасности и экологии [39-43]. Для осуществления ФХК за процессом ВГ по изменению компонентного состава газа определялось содержание азота, кислорода, оксида и диоксида углерода, углеводородных компонентов.

На рис. 4.17. приведена графическая обработка данных по динамике изменения компонентного состава газа по скв. 797а месторождения Павлова Гора с 1971 г. по 1983 г. [53] в координатах концентрация анализируемых копонентов - время.

Период - 9.71 г. -4.73 г. В пласте происходит инициирование горения. Содержание кислорода снижается с 4,5 до 0,5(% об.), а углекислого газа увеличивается с 11,5 до 13,5 (% об.).

С 4.73 г. в газе, добываемом из скважины, зарегистрировано

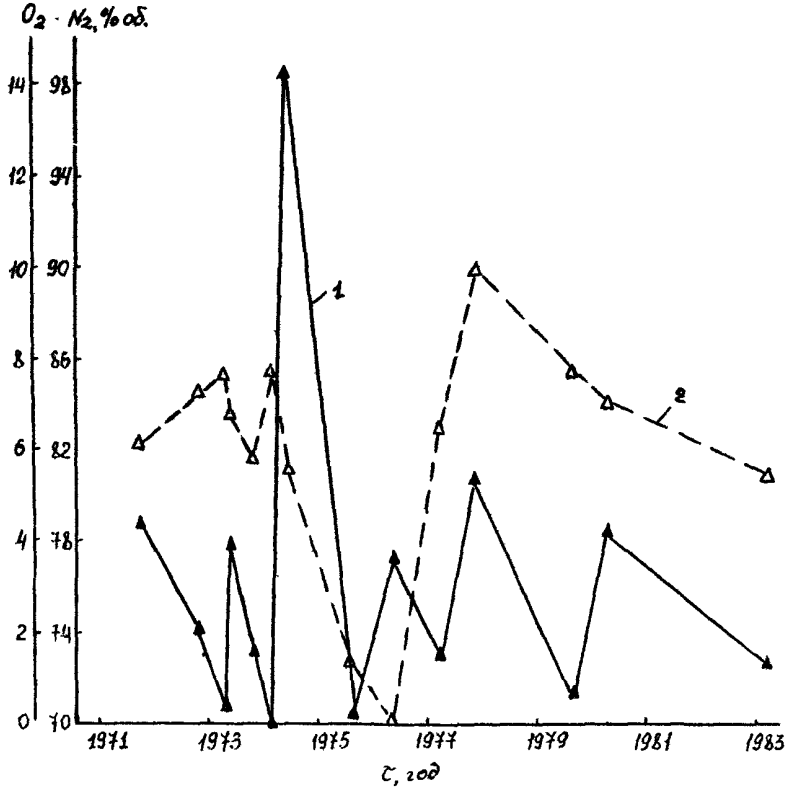


Рис. 4.17. Изменение кислорода - 1 и азота - 2 по скв. 797[а] месторождения Павлова Гора.

15 тип. 2750

наличие оксида углерода в объеме 0,2%. Начался этап высокотемпературного окисления - горение.

В период - 4.73 г. -2.75 г. Компонентный состав газа меняется сильно - в результате прорыва воздуха к скважине отмечаются резкие всплески кислорода (до 14,3% об.). Все это приводит к затуханию процесса горения. Содержание оксида углерода снижается до 0,05% об., диоксида углерода с 14 до 4,5 (% об.). К концу периода обстановка на скважине следующая: содержание кислорода снизилось до 6%, CO и CO_2 возросло до первоначального уровня. Исходя из анализа нефти (рис. 4.10. -4.11.), к скважине подходят (7-9) зоны без подъем температуры (рис. 7-8).

Период - 2.75г. -11.77г. К началу периода процесс горения активизировался. Содержание CO возрастает до 0,4% об., а CO_2 - до 22,5% об., O_2 снизился до 0,5% об. По анализу нефти к скважине подходит 6 зона вытеснения горячей водой. К концу периода горение постепенно затухает. CO в пробе газа нет. Содержание CO_2 уменьшается с 22,5 до 4,5 (% об.), увеличивается его растворение в нефти. O_2 находится на уровне 5,50 об.

11.77. г. К скважине подходит 5 зона насыщенного пара.

С 8.79 г. в газе вновь появляется CO содержание которого с 4.80 г. возрастает до 0,1% об.

По анализу компонентного состава газа можно определить этап ВГ.

В качестве примера рассмотрим также полигоны концентраций азота, кислорода и диоксида углерода на участке нагнетательной скв. 826 месторождения Павлова Гора за 4.68 и 5.71 г. г. [53]

Из рис. 4.18. видно, что площадь полигона азота в апреле 1968 г. имеет ассиметричную форму и несколько вытянута в сторону добывающей скв. 802. В целом же закачка воздуха осуществлялась равномерно по всем направлениям. В мае 1971 г. площадь полигона азота практически не изменилась, т. е. объем закачиваемого воздуха оставался прежним. Площадь же полигона кислорода в мае 1971 г. по сравнению с апрелем 1968 г. заметно сократилась, в то время как полигон концентраций диоксида углерода увеличился. Обратно пропорциональная зависимость между полигонами CO_2 и O_2 свидетельствует о том, что в пласте процесс горения протекает нормально.

Углекислый газ хорошо растворяется в нефти при пластовом давлении и температуре, при этом снижается ее вязкость и увеличивается объемный коэффициент [1].

Авторы [1] рассмотрели распределение CO_2 по зонам реагирования (рис. 4.19.).

4 - зона перегретого пара, в которой сгорает остаточное топливо и выделяется CO_2.

5 - паровое плато, вследствие достаточно высокой температуры концентрация CO_2 в нефти незначительна.

6 - зона вытеснения горячей водой, по мере понижения температуры растет концентрация CO_2 в нефти.

(7-8) - область максимального насыщения нефти CO_2.

9 - зона начальных пластовых условий. С нефтью взаимодействуют обедненные CO_2 газы горения. Т. о. из рис. 4.19. видно, что максимальная концентрация CO_2 в выходящих газах

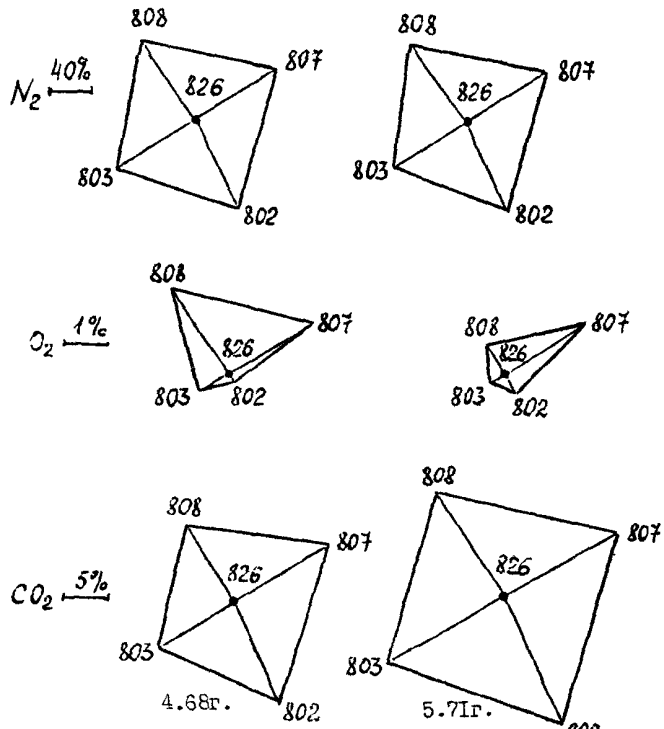


Рис. 4.I8. Полигоны концентраций азота, кислорода и диоксида углерода (наг. скв.№826 – Павлова Гора).

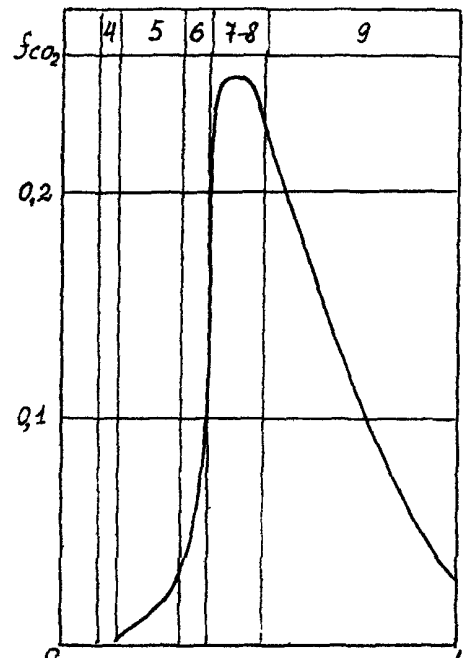


Рис. 4.I9. Распределение концентрации CO_2 в нефти по зонам воздействия при ВВГ (условия месторождения Караганбас).

приходится на момент подхода к добывающим скважинам нефтяного вала, насыщенного CO_2.

По данным [79] с ростом концентрации CO_2 в нефти плотность ее уеличивается на 1,9-2,1%, возрастает объем, коэффициент сжимаемости, давление насыщения, при концентрации больше 20% давление насыщения начинает уменьшаться, вязкость уменьшается. С ростом концентрации CO_2 до 5-6% вязкость пластовой воды увеличивается, в дальнейшем изменяется незначительно.

В работе [4] отмечено, что растворимость азота с повышением температуры возрастает, соответственно падает его парциональное давление. Растворимость газов в нефти увеличивается с повышением содержания в ней парафиновых углеводородов, ароматические углеводороды ухудшают ее.

На рис. 4.20. представлена карта распределения углекислого газа в северной части участка ВГ месторождения Каражанбас на 22.01.89. г. Откуда видно, что охват процессом окисления участка неравномерен, поэтому необходимо принимать меры по регулированию процесса.

Зная содержание CO_2 и CO в газах горения можно расчетным путем определить зоны прогрева пласта [57].

Для каждого месторождения характер протекающих процессов при ВГ специфичен, т к. различна геологическая структура залежи, физико-химические свойства вмещающих пород и флюидов, однако, общие закономерности сохраняются. Поэтому из всего комплекса рекомендуемых экспресс-параметров на основании экспериментальных исследований необходимо выбрать наиболее информативные Контроль

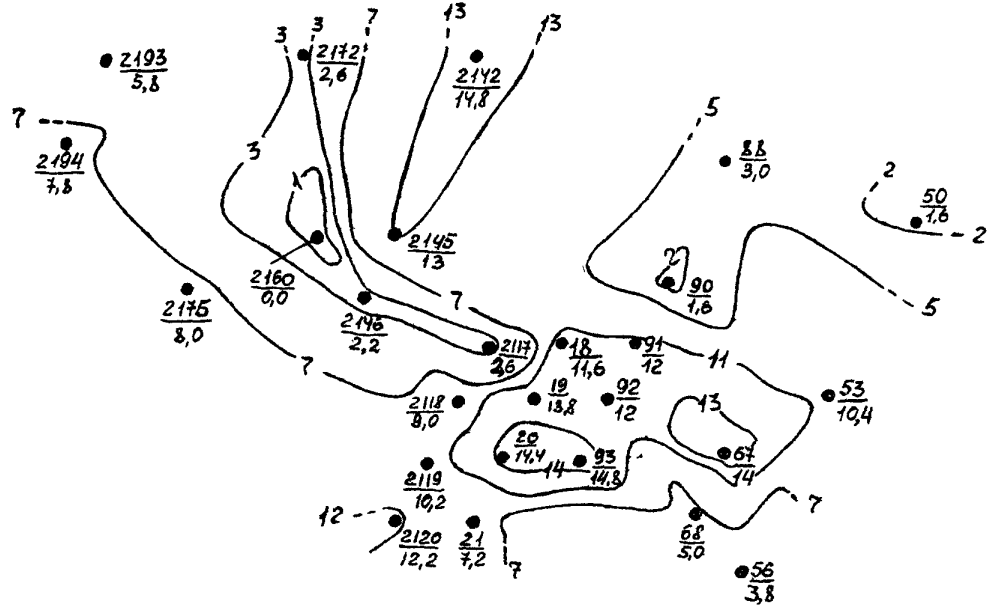


Рис.4.20. Карта распределения углекислого газа в северной части участка ВГ месторождения Каражанбас на 22.01.89 г.

проводят в комплексе по трем составляющим - нефть, вода, газ. Результаты могут быть использованы для: определения направлений развития процесса ВГ;

- выделения добывающих скважин, реагирующих на процесс ВГ;

- определения месторождения зон воздействия и скорости их перемещения;

- определения скорости перемещения фронта горения, масштабов выжженной зоны;

- прогнозирования и регулирования процесса ВГ;

- разработки мероприятий по технике безопасности и экологии.

Материалы данной главы дополняют и уточняют п.2.3. РД-39-0148290-201-85 [58] и поэтому могут быть использованы совместно.

Геолого-промысловая интерпретация результатов гидрохимических исследований.

Геолого-промысловая интерпретация гидрохимического материала рассмотрена на примере месторождений Усинское и Зыбза-Глубокий Яр (Краснодарский край).

На пермокарбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения метод гидрохимического контроля за процессом паротеплового воздействия применяется с 1984 года. Химический анализ проб попутных вод по фонду добывающих скважин позволил оперативно строить ежеквартальные карты Cl'-иона и по ним определить основные направления движения рабочих агентов и зоны реагирования. Сравнительный анализ карт различных периодов

1984-1985 г. г. показал, что особенности геологического строения залежи определяют практически постоянное пространственное положение зоны реагирования. Она охватывает основную площадь участка ПТВ, а затем прослеживается узкой полоской в северо-восточном направлении, рис. 4.21.

По данным гидрохимического контроля за 1 квартал 1986 года, рис. 4.21, изолиния содержания Cl'-иона 10 г/л очерчивает лишь центральную часть участка ПТВ (район скв. 1012,1503,1514,1009 - на севере и 1566,1564,1067 - на юге). Зона реагирования к северо-востоку от участка ПТВ практически не прослеживается, как это было ранее, и ограничивается изолинией 20 г/л (скв. 11,570). В северо-западной части участка ПТВ выделена вторая, относительно небольшая по размерам зона реагирования (район скв. 2657,1546,1501,1506 и др.).

На залежи высоковязкой нефти кумского горизонта месторождения Зыбза-Глубокий Яр (Новокипячие опытно-промышленые участки) Краснодарского края паротепловое воздействие проводится с января 1984 г. На период, предшествующий закачке пара (УП. 1983 г.), попутные пластовые воды принадлежали к гидрокарбонатному типу. Значения комплексного параметра ($Cl' + HCO_3'$), применяемого для контроля за разработкой в пределах опытно-промышленных участков, изменялись от 205 до 248 мг. экв/л, рис. 4.22. Максимальные значения его для 1 участка приурочены к центральной части (скв 565,545,115), для 2 участка - к восточной части (скв. 375,749) элемента воздействия. От названных скважин концентрация суммы ионов $Cl' + HCO_3'$ уменьшается к периферии.

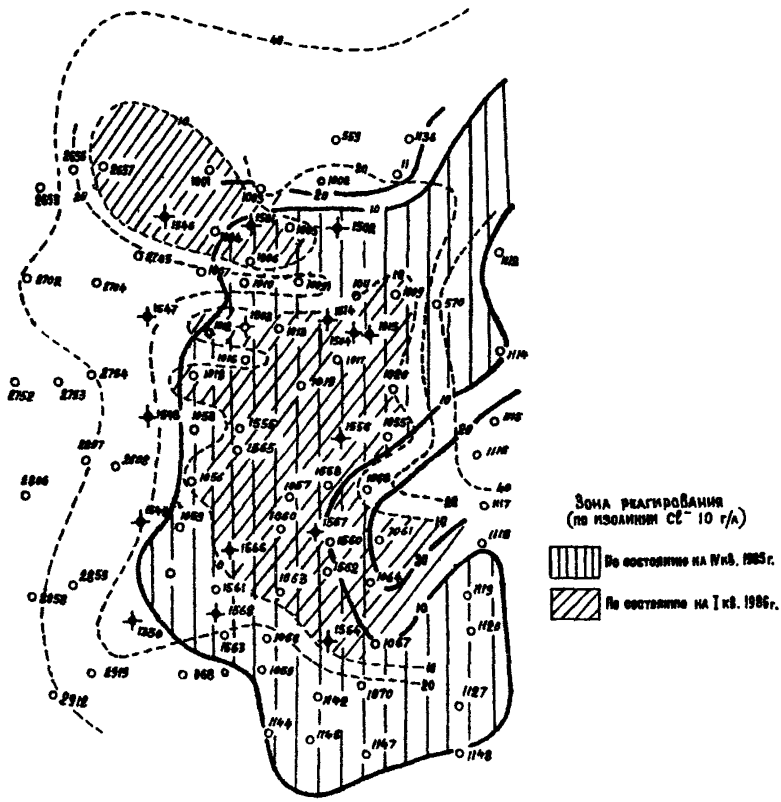


Рис. 4.21 Карта содержания Cl'-иона в попутных водах пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

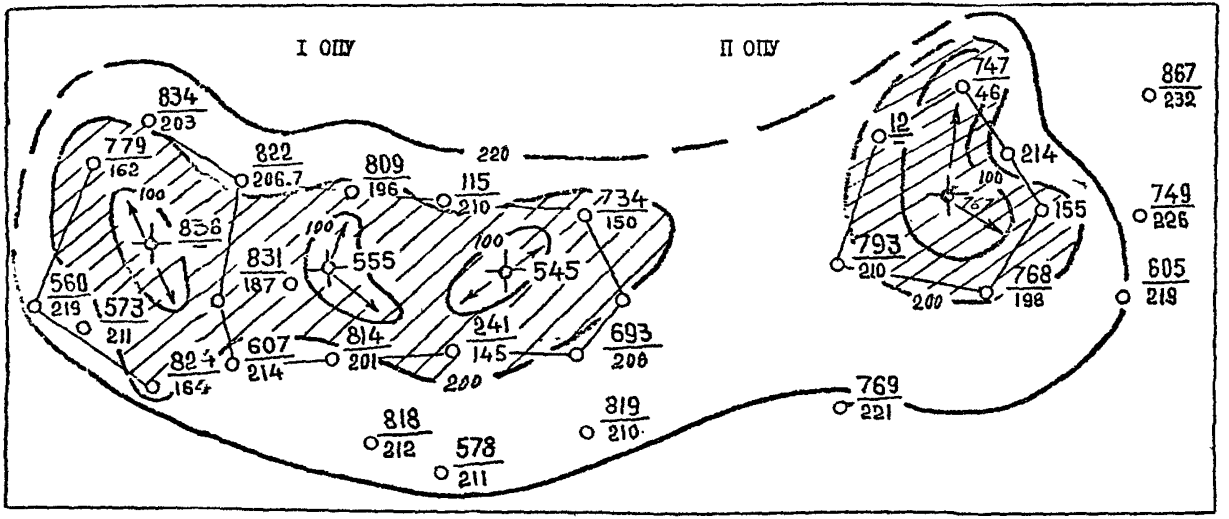


Рис. 4.22. Схема распределения суммы ионов $Cl + HCO_3$ на Новокипячем опытно-промышленном участке (кумский горизонт) по состоянию на II квартал 1986 г.

Сравнительный анализ фоновых и значений распределения $Cl^{'}+HCO_3^{'}$ на III кв. 1984 г. позволяет сделать вывод о существенных изменениях этого параметра на 1 участке. Значительное разбавление пластовых вод наблюдается в районе паронагнетательных скв. 545, 555 и восточнее паронагнетательной скв. 545 - по добывающим скважинам 809, 734, 693, 241, 819.

К середине 1986 г. вокруг паронагнетательных скв. 836, 555, 767 образовались устойчивые зоны гидрохимического реагирования, (рис. 4. 22.). Зона охвата ПТВ на этот период расширилась в западном направлении благодаря подключению паронагнетательной скв. 836.

Гидрохимическое реагирование и охват пласта процессом зависит от темпа нагнетания теплоносителя. Так, после остановки паронагнетательной скв. 545 (май 1985 г.) сумма $Cl^{'}+HCO_3^{'}$ в воде по скв. 734 и 693 стала возрастать соответственно от 68-76 до 150 и от 130-150 до 206-210 мг/экв./л. За один год минерализация попутных вод в указанных скважинах не восстановилась до своих фоновых значений, что свидетельствует о довольно обширной зоне опреснения в этой части участка, с одной стороны, и низких коллекторских свойствах продуктивного горизонта - с другой.

Контроль за осуществлением процесса паротеплового воздействия.

Изменение физико-химических свойств нефтей.

Примером проведения физико-химического контроля за ПТВ, ведущегося с использованием анализа поверхностных проб нефти, являются исследования на Гремихинском месторождении. Главной задачей контроля являлось выделение основных зон воздействия

гидродинамической зоны и зоны подъема температур. Работы по контролю велись с 1985 по 1989 годы. Отбор поверхностных проб проводился три раза в год.

Для создания интерпретационных моделей на Гремихинском месторождении была выделена группа из 15 эталонных скважин, для которых этапы разработки были надежно определены по результатам промысловых исследований. Усредненные результаты анализа нефтей из этих скважин представлены на рис. 4. 23. там же обозначены номера эталонных скважин). Однако разброс значений этих параметров по разным скважинам оказался слишком большим. Поэтому использовать эти зависимости можно, очевидно, лишь как вспомогательные. Зависимости изменений C_a и $K^a_{сп}$ обладают более надежными информационными свойствами, поэтому они были использованы для последующей интерпретации.

Данные физико-химических анализов по эталонным скважинам в системе координат $K^a_{сп}$-C_a представлены на рис. 4. 24. Обозначение точек сделано в соответствии с результатами интерпретации, проведенной только по результатам промысловой информации. На рисунке все поле точек разделено на несколько областей. В области I,П,Ш попадают точки, соответствующие нефтям из скважин, находящихся вне зоны регулирования, причем, группа точек I относится к нефтям с аномальными характеристиками из скважин, расположенных в краевых частях месторождения. В область 2 попадает большинство точек, соответствующих нефтям из скважин, находящихся вне зоны реагирования. В область IУ попадают точки, соответствующие скважинам, в которых наблюдается начальный

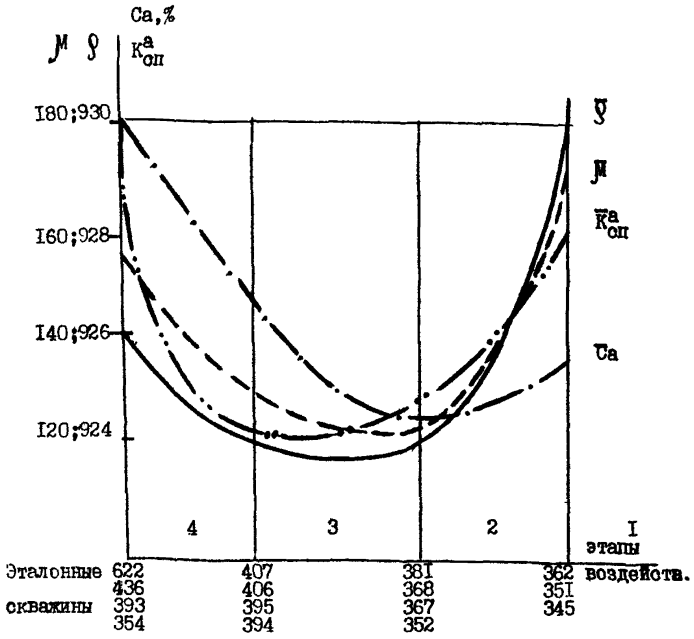


Рис.4.23 Изменение плотности ρ, вязкости μ, содержания асфальтенов $С_а$, коэффициента светопоглощения асфальтенов $К^{а}_{сп}$ нефтей месторождения Гремихинское в ходе его разработки.

I. Высокотемпературное воздействие.

2. Подъем температуры.

3. Гидродинамическое воздействие.

4. Разработка до воздействия.

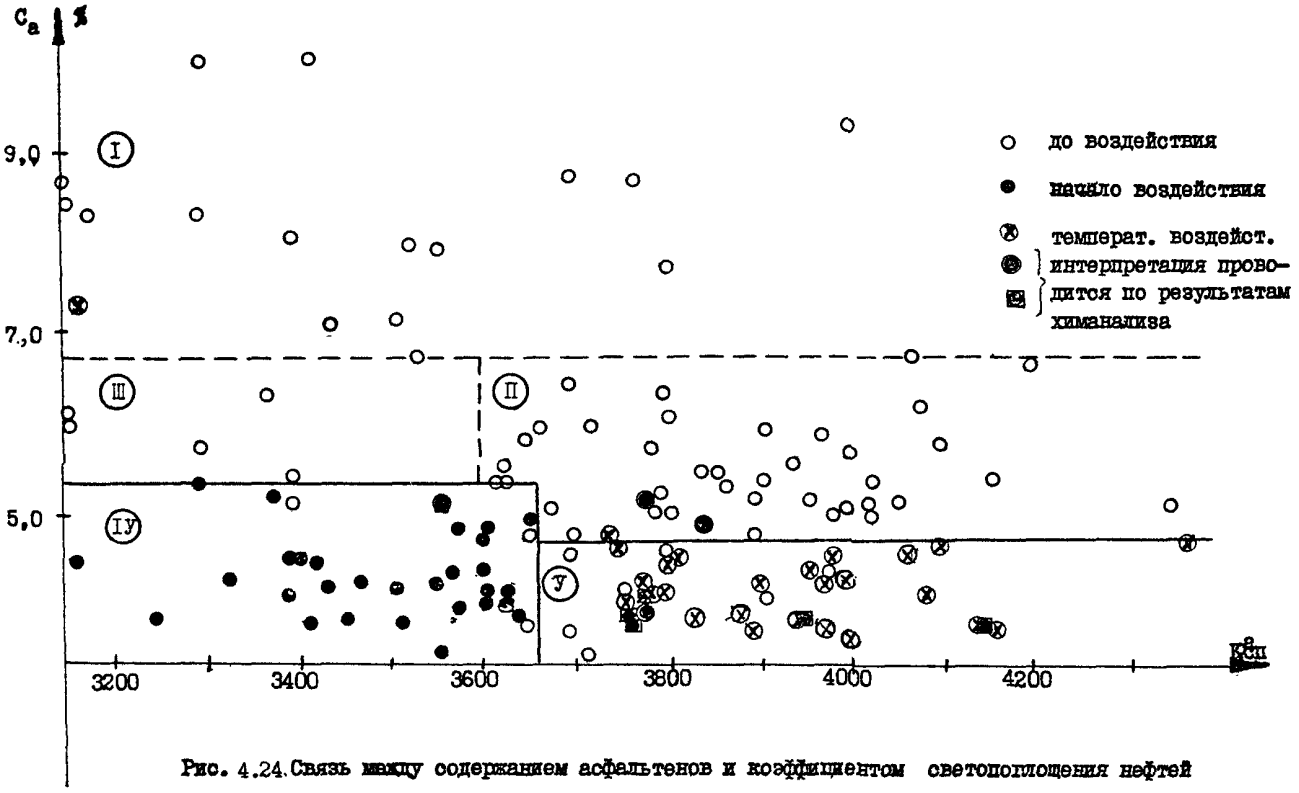


Рис. 4.24. Связь между содержанием асфальтенов и коэффициентом светопоглощения нефтей на участке ПТВ месторождения Гремихинское.

гидродинамический этап воздействия, проходящий без подъема температур, или с небольшим ее подъемом (до 30°С). В области поля Y лежат точки, соответствующие скважинам, претерпевшим значительный подъем температур.

Интерпретация результатов физико-химического контроля проводилась путем нанесения данных C_a и $K^a_{сп}$ на поле (рис. 4.24.). В табл. 4.5. в качестве примера приведены результаты контроля, проведенного в 1988 году по описанной методике для скважин, находящихся в зоне неуверенной интерпретации по промысловым данным - вблизи границы зоны реагирования.

Таблицы 4.5.

N отбора, дата отбора	Этапы разработки		
	До воздействия	Гидродинамическое воздействие	Температурное воздействие
X 02.88	448, 449	364, 349	849, 384
XI 05.88	275, 364, 392 436, 449	328, 448	384
XII 07.88	364, 389, 414, 415	394, 384, 385, 388	391, 392, 448, 449

Подчеркнуты номера скважин, по которым интерпретация физико-химического контроля не совпала с результатами интерпретации, проведенной по данным стандартных промысловых исследований. В большинстве случаев расхождения физико-химический

контроль, основанный на анализе нефтей, позволяет получить более ранние и точные данные о начале реагирования скважин на тепловое воздействие. Так, для скважин 364, 349, 849, 392, 444, 449 опережание данных по времени вступления в соответствующую зону составляет 2 месяца и более.

Для сравнения результатов исследования, основанных на изучении изменения свойств нефтей и попутных вод были сопоставлены данные соответствующих исследований, проведенных в 1988 году. Из 59 скважин, охваченных физико-химическим контролем, 47 скважин по результатам анализа нефтей были отнесены к зонам реагирования. К этим же зонам по результатам анализа вод можно отнести лишь 8 скважин.

5. Физико-химический контроль разработки нефтяных месторождений с применением физико-химических методов воздействия.

5.1. Общие положения.

Для воздействия на продуктивные пласты с целью повышения текущей и конечной нефтеотдачи применяются следующие физико-химические методы:

- вытеснение нефти водными растворами ПАВ;
- вытеснение нефти водными растворами полимеров;
- мицеллярно-полимерное воздействи;
- вытеснение нефти серной кислотой;
- вытеснение нефти щелочными расворами;
- вытеснение нефти жидкой двуокисью углерода.

Перечисленные методы физико-химического воздействия на нефтяной пласт можно разделить на 3 группы. К первой группе методов относятся те, в которых для воздействия используются водные растворы химреагентов с вязкостью расторов не менее вязкости погребенной воды (водные расворы ПАВ, полимеров, щелочей, кислот), ко второй группе - те, в которых используются водные растворы или химреагенты с вязкостью, существенно меньшей вязкости погребенной воды (например, жидкая двуокись углерода), к третьей группе относятся комбинации методов первой и второй групп (например, мицеллярно-полимерное вытеснение).

Общими элементами механизма вытеснения нефти для всех групп методов являются:

- адсорбция химреагента на горной породе;

- расворение химреагента в водах закачки (проталкивающей) и погребенной. Для методов первой группы, кроме того, общим элементов механизма вытеснения является формирование вала погребенной воды, вытесняемой водной фазой раствора химреагента, впереди оторочки раствора химреагента. Наряду с этим у каждого метода выделяют специфичные элементы механизма вытеснения нефти

Полный комплекс физико-химических параметров, используемых для характеристики процессов, протекающих в пласте при реализации конкретного метода воздействия, устанавливается на основе обобщения результатов теоретических, экспериментальных исследований и опытно-промышленных работ. Общими для комплекса параметров являются следующие физико-химические характеристики для закачиваемой и извлекаемой водной фазы - плотность, вязкость,

водородный показатель, минерализация, солевой состав, содержание ионов Cl^-, HCO_3, CO_3^{2-}, SO_4^{2-}, $K^+ + Na^+$, $CA^{2+} + Mg^{2+}$, содержание индикатора; и для извлекаемой нефти - диэлектрическая проницаемость, скорость распространения продольной акустической волны, коэффициент светопоглощения, плотность, вязкость, кислотное чило, содержание фракций до 300°С, содержание смол, содержание асфальтенов, содержание микроэлементов, содержание серы, содержание парафинов.

Из этого комплекса для конкретного объекта на основе предварительных исследований выделяется начальный комплекс параметров физико-химического контроля.

Анализ физико-химических свойств флюидов производится по соответствующим нормативным методикам (разд. 4.1.5.).

Обработка результатов определений физико-химических свойств извлекаемых флюидов (параметров контроля) производится в соответствии с требованиями [58] и РД 39-1291-85. При этом фиксируются фоновые распределения параметров контроля. Карты распределений параметров контроля совмещаются на одни и те же даты контроля для разных параметров контроля.

Интерпретация результатов графических построений производится в соответствии с рекомендациями раздела 4.16. настоящего руководства.

Ниже рассмотрены особенности физико-химического контроля при реализации основных физико-химических методов и технологий нефтеизвлечения.

5.2. Физико-химический контроль при вытеснении нефти оторочками водных растворов ПАВ.

В настоящее время известны следующие специфичные элементы механизма вытеснения нефти оторочками водных растворов ПАВ из нефтедобывающих пористых сред:

- растворение ПАВ в нефти при контакте с водным раствором ПАВ;
- снижение межфазного натяжения на границах фаз в системе "нефть-водный раствор ПАВ-порода";
- отмыв и отрыв пленочной нефти от породы водным раствором ПАВ;
- диспергирование нефти в водный раствор ПАВ при контакте;
- изменение смачиваемости породы при контакте с водным раствором;
- снижение вязкости свойств нефти при растворении в ней ПАВ;
- изменение объемных свойств нефти при растворении в ней ПАВ;
- увеличение вязкости воды при растворении в ней ПАВ.

Перечисленные элементы механизма вытеснения обусловливают процесс вытеснения по схеме, изображенной на рис.5.1. В направлении противоположном фильтрации, выделяют порядка шесть различных характерных зон.

Проявление механизма вытеснения сопровождается изменением физико-химических характеристик закачиваемых и извлекаемых флюидов. В полный комплекс физико-химических характеристик, подлежащих изучению при формировании начального комплекса параметров физико-химического контроля, помимо приведенных в

Таблица 5.I.

Начальный комплекс параметров физико-химического контроля за разработкой при вытеснении нефти оторочками водных растворов ПАВ (непрерывном вытеснении водными растворами ПАВ)

№ п.п.	Объекты контроля	Методика анализа проб	Периодичность контроля на всех этапах разработки ОПР/ПР	Примечание
	Для закачиваемой водной фазы в нагнетательных скважинах:			ОПР – опытно-промышленные работы
I	Плотность		Ic/Iн	ПР – промышленные работы
2	Вязкость		Ic/Iн	Ic – один раз в смену (сутки)
3	Минерализация		Ic/Iн	Iн – один раз в неделю
4	Солевой состав		Ic/Iн	Iм – один раз в месяц
5	Содержание ионов Cl^-, HCO_3^-, CO_3^{2-}, SO_4^{2-}, $K^+ + Na^+$, $Mg^{2+} + Ca^{2+}$		Ic/Iн	Iкв – один раз в квартал
6	Содержание количества взвешенных частиц (КВЧ) и железа		Ic/Iн	Настоящий начальный комплекс составлен по известным данным о тенденциях изменения параметров контроля в развитии процессов нефтеизвлечения. Комплекс расширяют по результатам дополнительных экспериментальных исследований для конкретных геолого-физических условий и сужают до комплекса индикаторных параметров контроля по результатам анализа начального комплекса при реализации контроля в ходе ОПР или не менее, чем через I год после начала реализации процесса разработки.
7	Содержание индикатора		Ic/Iн	
8	Содержание ПАВ		Ic/Iн	
	Для извлекаемой водной фазы в наблюдательных, добывающих скважинах, а также в близлежащих местах бытового водозабора:			
9	см.п.п. 7, 8		Iм/Iкв	
I0				
	Для извлекаемой нефти в нагнетательных и добывающих скважинах:			
II	Содержание ПАВ		Iм/Iкв	

п. 5.1. дополнительно входят – объемный коэффициент извлекаемой нефти, содержание ПАВ в извлекаемой нефти, в закачиваемой и извлекаемой воде. Наиболее хорошо изучены и достаточно общими являются закономерности изменения содержания ПАВ в водной и нефтяной фазах, приведенные на рис. 5.1. Поэтому определение этих характеристик является обязательными составляющими начального комплекса параметров физико-химического контроля, приведенного в табл. 5.1.

Там же указана рекомендуемая периодичность отбора и анализа проб на различных этапах контроля.

5.3. Физико-химический контроль при непрерывном вытеснении нефтей водными растворами ПАВ.

При непрерывном вытеснении нефтей водными растворами ПАВ проявляются те же элементы механизма вытеснения, что и при вытеснении оторочками водных растворов ПАВ (см. п. 5.2.).

Схема вытеснения нефти совпадает в приведенной на рис. 5.1., за исключением того, что зоны 5.1., 5.2., 6.1., 6.2. отсутствуют. Известные тенденции изменения физико-химических характеристик совпадают с приведенными на упомянутом рисунке.

Полный и начальный комплексы исследуемых физико-химических характеристик закачиваемого реагента, извлекаемых нефти и воды, а также периодичность физико-химического контроля за разработкой аналогичны рассмотренным в п. 5.2.

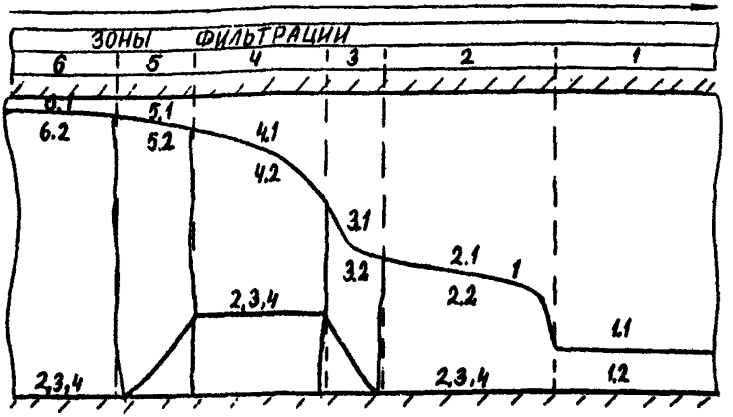


Рис. 5.I. Схема вытеснения нефти оторочкой водного раствора ПАВ.

I - водонасыщенность;
2 - содержание ПАВ в извлекаемой воде;
3 - содержание ПАВ в извлекаемой нефти;
4 - содержание индикатора в водном растворе ПАВ;
I.I - нефть, I.2 - погребенная вода, 2.I - нефть, 2.2 - вал погребенной воды, 3.I - нефть с повышенным содержанием ПАВ, 4.I - нефть с растворенным ПАВ, 4.2 - водный раствор ПАВ, 5.I - остаточная нефть с повышенным содержанием ПАВ, 5.2 - вода с повышенным содержанием ПАВ, 6.I - остаточная нефть, 6.2 - вода закачки.

5.4. Физико-химический контроль при вытеснении нефти оторочками водных растворов полимеров.

Известны следующие элементы механизма вытеснения нефти оторочками водного раствора полимера из нефтеводонасыщенных пористых сред: увеличение вязкости водной фазы при растворении в ней полимера; образование нефтяного вала нефти перед оторочкой водного раствора полимера; увеличение коэффициента охвата вытеснением по сравнению с заводнением.

Упомянутые элементы механизма вытеснения обусловливают процесс вытеснения по схеме, изображенной на рис. 5.2. В направлении, противоположном фильтрации, выделяются шесть характерных зон.

Полный комплекс физико-химических характеристик, приведенный в п. 5.1., дополняется определением содержания полимера в закачиваемой и извлекаемой воде. Тенденции изменения характеристик по зонам фильтрации достаточно хорошо изучены (см. рис. 5.2.). Поэтому содержание полимера в водной фазе является обязательной составляющей начального комплекса параметров физико-химического контроля, приведенного в табл. 5.2.

5.5. Физико-химический контроль при непрерывном вытеснении нефтей водными растворами полимеров

При непрерывном вытеснении нефтей водными растворами полимеров проявляются те же элементы механизма, что и при вытеснении оторочками водных растворов полимеров (см п. 5.4).

Схема вытеснения нефти совпадает с приведенной на рис 5.2. за

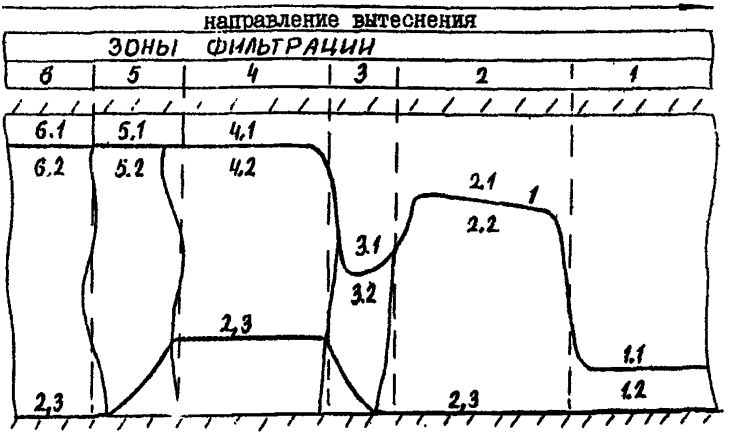


Рис. 5.2. Схема вытеснения нефти оторочкой водного раствора полимера.

I - водонасыщенность;
2 - содержание полимера в водном растворе;
3 - содержание индикатора в водном растворе полимера;

I.I - нефть, I.2. - погребенная вода, 2.I - нефть, 2.2 - вал погребенной воды, 3.I - вал нефти, 3.2 - вода с пониженным содержанием полимера, 4.I - остаточная нефть, 4.2 - водный раствор полимера, 5.I - остаточная нефть, 5.2 - вода с пониженным содержанием полимера, 6.I - остаточная нефть, 6.2 - вода закачки.

Таблица 5.2.

Начальный комплекс параметров физико-химического контроля за разработкой при вытеснении нефти оторочками водных растворов полимеров (непрерывном вытеснении водными растворами полимеров)

№№ пп	Объекты контроля	Методика анализа проб	Периодичность контроля на всех этапах разработки ОПР/ПР
	Для закачиваемой водной фазы в нагнетательных скважинах:		
I	Плотность		Ic/In
2	Вязкость		Ic/In
3	Минерализация		Ic/In
4	Солевой состав		Ic/In
5	Содержание ионов Cl^-, HCO_3^-, CO_3^{2-}, SO_4^{2-}, $Na^+ + K^+$, $Mg^{2+} + Ca^{2+}$		Ic/In
6	Содержание количества взвешенных частиц (КВЧ) и железа		Ic/In
7	Содержание индикатора		Ic/In
8	Содержание полимера		Ic/In
9	Скрин-фактор		Ic/In
	Для извлекаемой водной фазы в наблюдательных, добывающих, а также в близлежащих местах бытового водозабора:		
IO II	см.п.п. 7, 8	/см.п.п.7,8/	Im/Ikв

Примечание: см.табл. 3.3.

исключением того, что зоны 5.1.,5.2.,6.1.,6.2. отсутствуют. Тенденции изменения физико-химических характеристик совпадают с приведенными на упомянутом рисунке. Комплексы характеристик и периодичность контроля аналогичны п. 5.4.

5.6. Физико-химический контроль при вытеснении нефти оторочками водных растворов щелочных реагентов.

Известны следующие элементы механизма вытеснения нефти оторочками водных растворов щелочных реагентов из нефтеводонасыщенных пористых сред: снижение межфазного натяжения на границах фаз системы "нефть-водный раствор щелочного реагента - порода"; образование поверхностноактивных веществ при контакте нефтяных кислот с щелочным реагентом; образование водонефтяных эмульсий при контакте нефти с водным раствором щелочного реагента; химические реакции водного раствора щелочного реагента с минералами породы; нейтрализация растворенной в нефти двуокиси углерода щелочными реагентом при контакте нефти с водным раствором щелочного реагента; осадкообразование при контакте солей жидкости пластовой или закачиваемой воды при их контакте с водным раствором щелочного реагента; растворение породы в контактируемом водном растворе щелочного реагента; изменение смачиваемости породы при ее контакте с водным раствором щелочного реагента; отмыв и отрыв пленочной нефти при ее контакте с водным раствором щелочного реагента; изменения объемных свойств глин при их контакте с водным раствором щелочного реагента.

В качестве щелочных реагентов испольэуют гидроокись натрия,

углекислый натрий, гидроокиси аммония, силикат натрия и тринатрийфосфат.

Перечисленные элементы рассмотренного механизма вытеснения обусловливает процесс вытеснения по схеме, изображенной на рис. 5. 3. В направлении, противоположном фильтрации, выделяются шесть различных зон, которые имеют определенные характеристики.

Дополнительными характеристиками, включаемыми в полный комплекс, для рассмотриваемого процесса являются содержание щелочного реагента в закачиваемой и извлекаемой воде.

Начальный комплекс параметров физико-химического контроля рекомендован руководящими документами [58, 70] и приведенного в табл. 5. 3.

5.7. Физико-химический контроль при непрерывном вытеснении нефти водными растворами щелочных реагентов.

При непрерывном вытеснении нефтей водными растворами щелочных реагентов проявляются те же элементы механизма вытеснения, что и при вытеснении оторочками водных растворов щелочных реагентов (см. п. 5. 6.).

Схема вытеснения нефти совпадает с приведенной на рис. 5. 3. за исключением того, что зоны 5. 1. , 5. 2. , 6. 1. , 6. 2. , отсутсвуют.

Полный и начальный комплексы исследуемых физко-химических характеристик закачиваемого реагента, извлекаемых нефти и воды, а также периодичность контроля аналогичны рассмотренным в п. 5. 6

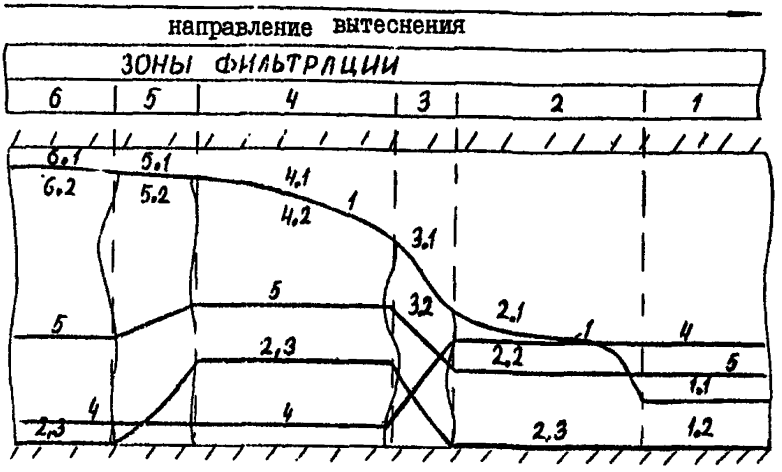


Рис. 5.3. Схема вытеснения нефти оторочкой щелочного реагента.

I - водонасыщенность;
2 - содержание щелочного реагента в извлекаемой воде;
3 - содержание индикатора в водном растворе щелочного реагента;
4 - кислотное число нефти;
5 - водородный показатель извлекаемой воды;

I.I - нефть, I.2 - погребенная вода, 2.I - нефть, 2.2 вал погребенной воды, 3.I - нефть с пониженным содержанием кислот, 3.2 - вода с пониженным содержанием щелочного реагента, 4.I - нефть с минимальным содержанием кислот, 4.2 - водный раствор щелочного реагента, 5.I - остаточная нефть с пониженным содержанием кислот, 5.2 - вода с пониженным содержанием щелочного реагента, 6.I - остаточная нефть с пониженным содержанием кислот, 6.2 - вода закачки.

Таблица 5.3.

Начальный комплекс параметров физико-химического контроля за разработкой при вытеснении нефти оторочками водных растворов щелочных реагентов (непрерывном вытеснении водными растворами щелочных реагентов)

№№ пп	Объекты контроля	Периодичность контроля на всех этапах разработки ОПР/ПР
	Для закачиваемой водной фазы в нагнетательных скважинах:	
I	Плотность	Ic/Iн
2	Вязкость	Ic/Iн
3	Минерализация	Ic/Iн
4	Солевой состав	Ic/Iн
5	Содержание ионов Cl^-, HCO_3^-, CO_3^{2-}, SO_4^{2-}, $Na^+ + K^+$, $Mg^{2+} + CA^{2+}$	Ic/Iн
6	Содержание количества взвешенных частиц (КВЧ) и железа	Ic/Iн
7	Содержание индикатора	Ic/Iн
8	Содердание щедочного реагента	Щс/Iн
	Для извлекаемой водной фазы в наблюдательных, добывающих скважинах, а также в близлежащих местах бытового водозабора:	
9 I0	См.п.п. 7,8	Iм/I кв
II	Содержание ионов Ca^{2+} Mg^{2+}	Iм/I кв
I2	Водородный показатель	Iм/Iкв
	Для извлекаемой нефти в наблюдательных и добывающих скважинах:	
I3	Кислотное число	Iм/Iкв

5.8. Физико-химический контроль при вытеснении нефти оторочками серной кислоты.

Известны следующие специфичные элементы механизма вытеснения нефти оторочками серной кислоты из нефтеводонасыщенных пористых сред: образование сульфокислот нефти при ее контакте с раствором серной кислоты; уменьшение содержания масляной фракции нефти при ее контакте с раствором серной кислоты; увеличение содержания фракции гудрона в нефти при ее контакте с раствором серной кислоты; образование кислого гудрона нефти при ее контакте с раствором серной кислоты; изменения фракционного состава нефти при ее контакте с раствором серной кислоты; растворение сульфокислот в воде при ее контакте с сульфированной нефтью; снижение межфазного натяжения на границах фаз в системе "порода-раствор серной кислоты-нефть"; изменения содержания сульфокислот в нефти при контакте фаз в системе "воды-раствор серной кислоты-нефть"; выпадание гипса при контакте ионов кальция погребенной воды и породы при их контакте с раствором серной кислоты.

Перечисленные элементы рассмотренного механизма вытеснения обусловливают процесс вытеснения по схеме, изображенной на рис. 5. 4. в направлении, противоположном фильтрации, выделяются шесть различных характерных зон.

В полный комплекс физико-химических характеристик закачиваемых и извлекаемых флюидов, приведенных в п. 5.1. дополнительно включаются: содержание масляной фракции в извлекаемой нефти; содержание гудрона в извлекаемой нефти; содержание серной кислоты в извлекаемой воде. Наиболее полно

изучены тенденции изменения содержания серной кислоты, индикатора, содержаний в нефти масляной фракции и гудрона, содержание в воде ионов хлора и сульфат-иона, водородного показателя и кислотного числа нефти, также изображенного на рис. 5. 4.

Эти характеристики флюидов наряду с другими, являются обязательными составляющими начального комплекса параметров физико-химического контроля, рекомендованного руководящими документами [58,70] и приведенного в табл. 5. 4.

5. 9. Физико-химический контроль при мицеллярно--полимерном вытеснении нефти.

Известны следующие элементы механизма мицеллярно-полимерного вытеснения: перечисленные в п. п. 5. 2. и 5. 4. элементы механизмов вытеснения нефтей оторочками ПАВ и полимеров; разбавление мицеллярного раствора вытесняемой нефтью и водой раствора полимера; инверсия фаз мицеллярного раствора; расслоение мицеллярного раствора на водную и углеводородную фазы при перенасыщении мицеллярного раствора углеводородами нефти или водой; формирование водонефтяного вала перед оторочкой мицеллярного раствора; взаимодиспергирование водной и углеводородной фаз.

Перечисленные элементы рассмотренного механизма вытеснения обусловливают процесс вытеснения по схеме, изображенной на рис. 5. 5. В направлении, противоположном вытеснению, выделяются десять характерных зон.

Проявление механизма вытеснения сопровождается изменениями

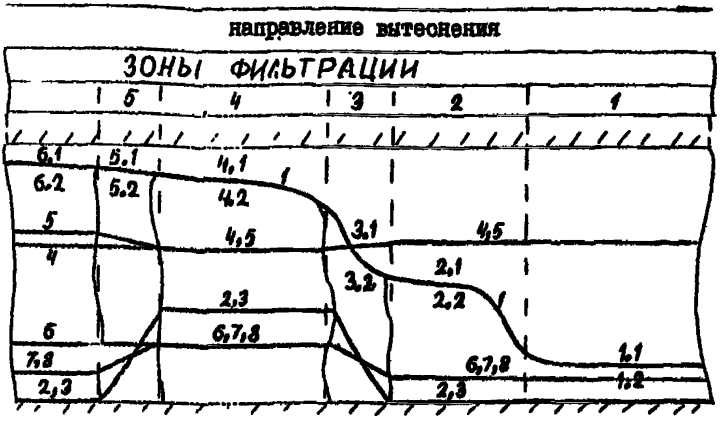


Рис. 5.4. Схема вытеснения нефти оторочкой серной кислоты.

I – во насыщенность;
2 – содержание серной кислоты в водном растворе;
3 – содержание индикатора в растворе серной кислоты;
4 – содержание масляной фракции в извлекаемой нефти;
5 – водородный показатель извлекаемой нефти;
6 – содержание гудрона в нефти;
7 – кислотное число нефти;
8 – содержание иона SO_4^{2-} в воде;

I.I –нефть, I.2 – погребенная вода, 2.I – нефть, 2.2 – вал погребенной воды, 3.I – нефть с повышенным кислотным числом, 3.2 – вода с повышенным содержанием иона SO_4^{2-}, 4.I – нефть с повышенным кислотным числом, 4.2 – раствор серной кислоты, 5.I – остаточная нефть, 5.2 – вода с повышенным содержанием иона SO_4^{2-}, 6.I – остаточная нефть, 6.2 – вода закачки.

Таблица 5.4.

Начальный комплекс параметров физико-химического контроля за разработкой при вытеснении нефти оторочками раствора серной кислоты

№ пп	Объекты контроля	Периодичность контроля на всех этапах разработки ОПР/ГР
	Для закачиваемой водной фазы в нагнетательных скважинах:	
I	Плотность	Iс/Iн
2	Вязкость	Iс/Iн
3	Минерализация	Iс/Iн
4	Солевой состав	Iс/Iн
5	Водородный показатель	Iс/Iн
6	Содержание ионов Cl^-, HCO_3^-, CO_3^{2-}, SO_4^{2-}, Na^+ K^+, Ca^{2+}+Mg^{2+}	Iс/Iн
7	Содержание количества взвешенных частиц (КВЧ) и железа	Iс/Iн
8	Содержание индикатора	Iс/Iн
9	Содержание серной кислоты	Iс/Iн
I0	Для извлекаемой водной фазы в наблюдательных, добывающих скважинах, а также в близлежащих местах бытового водозабора:	
I0	См.п.5	Iм/Iкв
II	Содержание ионов SO_4^{2-}, Cl^-	Iм/Iкв
I2	См. п.п. 8, 9	Iм/Iкв
I3		
	Для извлекаемой нефти в наблюдательных, добывающих скважинах:	
I4	Содержание масляной фракции	Iм/Iкв
I5	Содержание фракции гудрона	Iм/Iкв
I6	Кислотное число	Iм/Iкв



Рис. 5.5. Схема мицеллярно-полимерного вытеснения нефти (гидрофильная пористая среда).

I - водонасыщенность;
2 - содержание ПАВ в извлекаемой воде,
3 - содержание индикатора в водном растворе ПАВ;
4 - содержание полимера в извлекаемой воде;
5 - содержание индикатора в водном растворе полимер
7 - ода с пониженным содержанием ПАВ и полимера;
8 - раствор полимера;
9 - вода с пониженным содержанием полимера;
IO - вода закачки;

I.I - нефть, I.2 - погребенная вода, 2.I - нефтяной вал, 2.2 - погребенная вода, 3.I - нефть с пониженным содержанием ПАВ, 3.2 - вал погребенной воды с пониженным содержанием ПАВ, 4.I - мицеллярный раствор, пересыщенный нефтью, 4.2 - погребенная вода с ПАВ, 5.I - мицеллярный раствор, 5.2 - погребенная вода с ПАВ, 6.I - мицеллярный раствор, пересыщенный водой, 6.2 - погребенная вода с ПАВ.

физико-химических характеристик закачиваемых и извлекаемых флюидов. Стандартный полный комплекс (п. 5.1.) дополняется определением содержания полимера в закачиваемой и извлекаемой водах и содержания ПАВ в закачиваемой и извлекаемой водах и нефти, тенденции изменения которых в ходе процесса достаточно хорошо изучены.

Эти характеристики, наряду с другими, являются обязательными составляющими начального комплекса параметров физико-химического контроля, рекомендованного руководящими документами [58, 70] и приведенного в табл. 5.5.

5.10. Физико-химический контроль при вытеснении нефтей оторочками жидкой двуокиси углерода.

Известны следующие основные элементы механизма вытеснения оторочками жидкой двуокиси углерода из водонефтенасыщенных пористых сред: взаиморастворение углеводородов нефти и двуокиси углерода; растворение двуокиси углерода в воде; эмульгирование при контакте фаз "нефть-двуокись углерода-вода"; снижение вязкости нефти при растворении в ней двуокиси углерода; увеличение объема нефти при растворении в ней двуокиси углерода; снижение межфазного натяжения на контактах фаз "нефть-порода-вода" в присутствии растворенной двуокиси углерода; вытеснение погребенной воды водой закачки; экстракция легких углеродов нефти в фазу двуокиси углерода при их контакте.

Перечисленные элементы механизма вытеснения обусловливают процесс вытеснения по схеме, приведенной на рис. 5.6. В направлении

Таблица 5.5.

Начальный комплекс параметров физико-химического контроля за разработкой при мицеллярно-полимерном вытеснении нефти

№№ пп	Объекты контроля	Периодичность контроля на всех этапах разработки ОПР/ПР
	Для закачиваемой водной фазы в нагнетательных скважинах:	
I	Плотность	Ic/In
2	Вязкость	Ic/In
3	Минерализация	Ic/In
4	Солевой состав	Ic/In
5	Содержание ионов Cl^-, HCO_3^-, CO_3^{2-}, SO_4^{2-}, $K^+ + Na^+$, $Ca^{2+}+Mg^{2+}$	Ic/In
6	Содержание количества взвешенных частиц (КВЧ) и железа)	Ic/In
7	Содержание индикатора в мицеллярном растворе	Ic/In
8	Содержание индикатора врастворе полимера	Ic/In
9	Скрин-фактор	Ic/In
I0	Содержание ПАВ	Ic/In
II	Содержание полимера	Ic/In
	Для извлекаемой водной фазы в наблюдательных, добывающих, а также в близлежащих местах битового водозабора:	
I2 I3	см.п.п.7-II	Iм/Iкв
	Для извлекаемой нефти:	
I4	Содержание ПАВ	Iм/Iкв

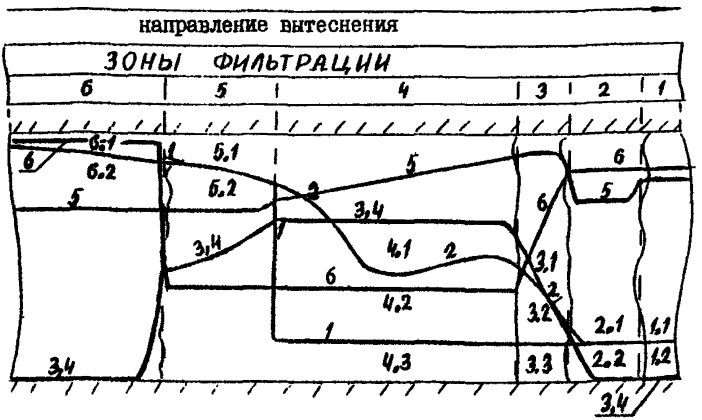


Рис. 5.6. Схема вытеснения нефти оторочкой жидкой двуокиси углерода.

I - водонасыщенность;
2 - насыщенность CO_2;
3 - содержание CO_2 в извлекаемой продукции;
4 - содержание индикатора в фазе CO_2;
5 - содержание фракции до 300°С в извлекаемой нефти;
6 - водородный показатель извлекаемой воды;
I.I - нефть, I.2 - погребенная вода, 2.I - нефть, обедненная фракцией до 300°С, 2.2 - погребенная вода, 3.I - нефть, обогащенная фракцией до 300°С, 3.2 - CO_2, 4.2 - CO_2, 4.3 - погребенная вода с CO_2, 5.I - нефть с CO_2, 5.2 - вал погребенной воды с CO_2, 6.I - остаточная нефть, 6.2 - вода закачки.

противоположном вытеснению, выделяют, по крайней мере, шесть характерных зон.

Дополнительные физико-химические характеристики закачиваемых и извлекаемых флюидов, включаемые в стандартный полный комплекс, приведены в табл. 5.6. Начальный комплекс параметров - в табл. 5.7. Известные изменения содержания двуокиси углерода в извлекаемый продукции, а также содержание фракций, выкипающих до 300°С, в извлекаемой нефти изображены на рис. 5.6., где

Таблица 5.6.

Дополнительные исследуемые физико-химические характеристики закачиваемого реагента, извлекаемых нефти, воды и газа при вытеснении нефти оторочками жидкой двуокиси углерода.

NN! пп!	Физико-химические характеристики	!Методика анализа !
	Для извлекаемой нефти:	
1.	Объемный коэффициент.	[70]
2.	Газовый фактор	-"-
	Для извлекаемого газа:	
3.	Содержание двуокиси углерода	[58]
4.	Содержание окиси углерода	-"-
5.	Содержание азота	-"-
6.	Содержание кислорода	-"-
7.	Содержание углеводородных газов	-"-
	Для закачиваемой двуокиси углерода:	
8	Содержание воды.	

5.11. Пример реализации физико-химического контроля при вытеснении нефти оторочкой водного раствора ПАВ.

В данном примере нефть из пласта с погребенной водой вытесняется оторочкой водного 5% раствора ПАВ. Для приготовления водного раствора ПАВ и проталкивания его водой в сторону добывающих скважин используется пресная вода.

Распределение физико-химических характеристик вытеснения изображено на рис. 5.7. Приближение оторочки раствора ПАВ к добывающим скважинам сопровождается увеличением содержания ПАВ и индикатора в извлекаемой воде, возрастанием водородного показателя извлекаемой воды и уменьшением плотности и минерализации извлекаемой воды. Совокупность изменяемых перечисленных характеристик принимают за начальный комплекс параметров контроля.

На стадии опытно-промышленных работ по участку с нагнетательной скважиной N35 и добывающей NN274,14 и 239 по каждой из добывающих скважин строят графики временных изменений параметров начального комплекса, которые фиксируют ежемесячно. Графики временных изменений имеют вид, подобный приведенному на рис. 5.8. Из рисунка следует, что скважина N14 реагирует на процесс вытеснения.

По результатам определений значений контролируемых параметров ежемесячно строят карты совмещенных полигонов, подобные приведенной на рис. 5.9.

Карты полигонов строятся в масштабе (с учетом ориентирования по сторонам света) карта расположения нагнетательной и добывающих скважин участка воздействия. Точки местоположения добывающих

Таблица 5.7.

Начальный комплекс параметров физико-химического контроля за разработкой при вытеснении нефти оторочками жидкой двуокиси углерода

№ пп	Объекты контроля	Периодичность контроля на всех этапах разработки ОПР/ДР
	Для закачиваемой двуокиси углерода в нагнетательных скважинах	
I.	Содержание соды	Ic/Iн
	Для закачиваемой воды в нагнетательных скважинах	
2.	Плотность	Ic/Iн
3.	Вязкость	Ic/Iн
4.	Минерализация	Ic/Iн
5.	Солевой состав	Ic/Iн
6.	Содержание ионов Cl^-, HCO_3^-, CO_3^{2-}, SO_4^{2-}, $K^+ + Na^+$, $Ca^{2+} + Mg^{2+}$	Ic/Iн
7.	Содержание количества взвешенных частиц (КВЧ) и железа	Ic/Iн
8.	Содержание индикатора	Ic/Iн
	Для извлекаемой нефти в наблюдательных, добывающих скважинах	
9.	Содержание фракций до 300°С	Iм/Iкв
I0.	Газовый фактор	Iм/Iкв
II.	Объемный коэффициент	Iм/Iкв
	Для извлекаемой воды в наблюдательных, добывающих скважинах, а также в близлежащих местах бытового водозабора:	
I2.	Содержание индикатора	Iм/Iкв
	Для извлекаемого газа:	
I3.	Содержание двуокиси углерода	Iм/Iкв

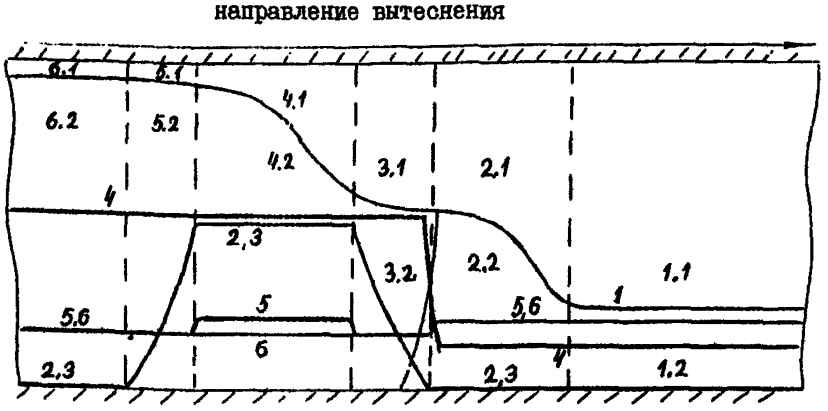
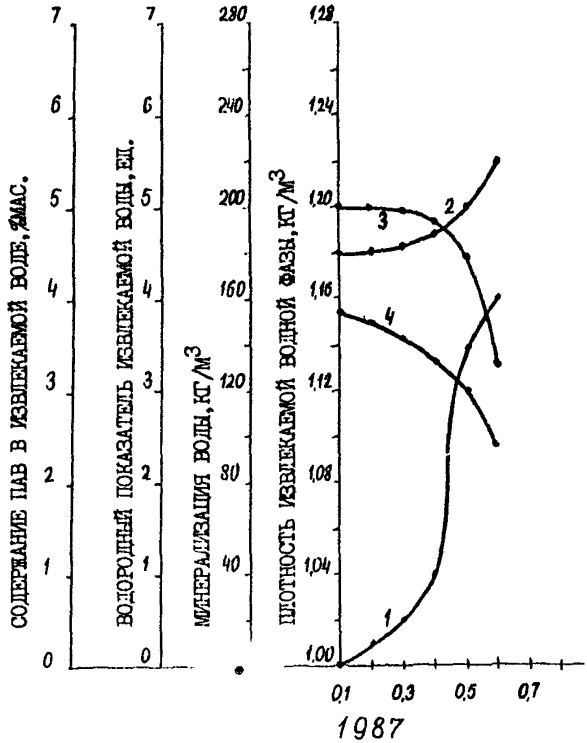


Рис. 5.7. Схема вытеснения нефти оторочкой водного раствора ПАВ (по результатам дополнительных экспериментальных исследований).

I - водонасыщенность;
2 - содержание ПАВ в водном растворе;
3 - содержание индикатора в водном растворе ПАВ;
4 - водородный показатель воды;
5 - плотность водной фазы;
6 - минерализация воды;

I.I - нефть, I.2 - погребенная вода, 2.I - нефть, 2.2 - вал погребенной воды, 3.I - нефть, 3.2 - вода с пониженным содержанием ПАВ, 4.I - нефть, 4.2 - водный раствор ПАВ, 5.I - остаточная нефть, 5.2 - вода с пониженным содержанием ПАВ, 6.I - остаточная нефть, 6.2 - вода закачки.



I - содержание ПАВ в извлекаемой воде, 2 - водородный показатель извлекаемой воды, 3 - минерализация извлекаемой воды, 4 - плотность извлекаемой воды

Рис.5.8. Изменения параметров контроля по скважине №I4

скважин соединяются между собой, получая таким образом полигон расстояний (многоугольник с вершинами, соответствующими местоположению добывающих скважин). Полигон, выполненный в масштабе и ориентированный по сторонам света, называют картой полигона. Затем точки, соответствующие местоположению добывающих скважин, соединяют с фокусом полигона - точкой, соответствующей местоположению нагнетательной скважины. Линии, соединяющие фокус полигона (карты полигона) с вершинами его (точками, соответствующими местоположению добывающих скважин), называют осями полигона (карты полигона). По имеющимся известным зафиксированным значениям каждого параметра начального комплекса в выбранном удобном масштабе для каждой из добывающих скважин на соответствующей оси из фокуса откладывают отрезок, численно равный значению контролируемого параметра. Концы отрезков соединяют между собой, получая, таким образом, карты полигонов различных параметров контроля. Ориентация карт полигонов соответствует ориентации направлений преимущественного развития процесса вытеснения.

Из данных рис. 5.8. и рис. 5.9. следует, что процесс вытеснения развивается преимущественно в сторону скважины N14 (северо-восточное направление) и скважины N247 (северо-западное направление).

Для содержания ПАВ в извлекаемой воде ежемесячно строят карты совмещенных полигонов по состоянию на текущий и предыдущий месяцы (см. рис. 5.10.).

Подобные карты временных полигонов строят и для других

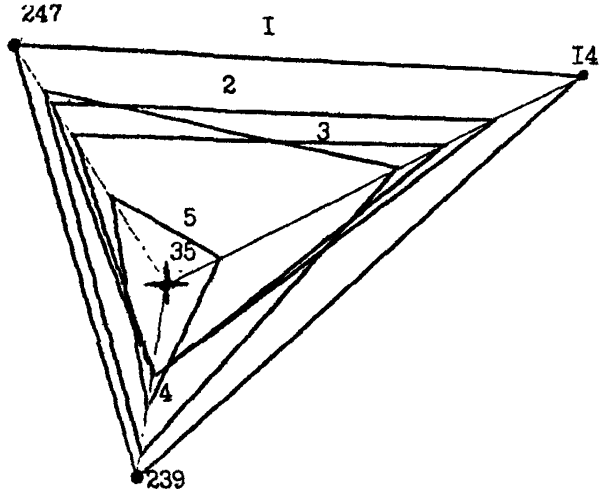


Рис. 5.9. Карты совмещенных полигонов на I3.05.87.

- нагнетательная скважина,

I - полигон расстояний I:2500

2 - полигон содержания ПАВ в извлекаемой воде, IOмм = 0,5%мас,

3 - полигон минерализации извлекаемой воды, IOмм = 30 кг/м^3,

4 - полигон водородного показателя извлекаемой воды IOмм = Iед.,

5 - полигон плотности извлекаемой воды, IOмм = 750 кг/м^3.

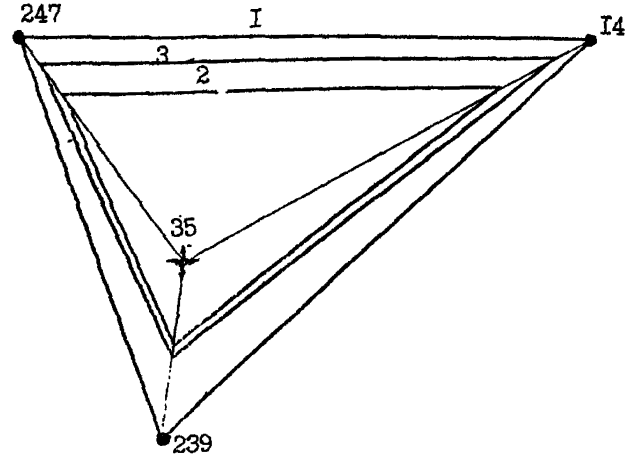


Рис. 5.IO. Карты совмещенных полигонов на I3.05.87. и I7.06.87.

● - добывающая скважина,

I - полигон расстояний I:5000,

2 - полигон содержания ПАВ в извлекаемой воде, IOмм = 0,5%мас. на I3.05.87.,

3 - полигон содержания ПАВ в извлекаемой воде, IOмм = 0,5%мас. на I7.06.87.

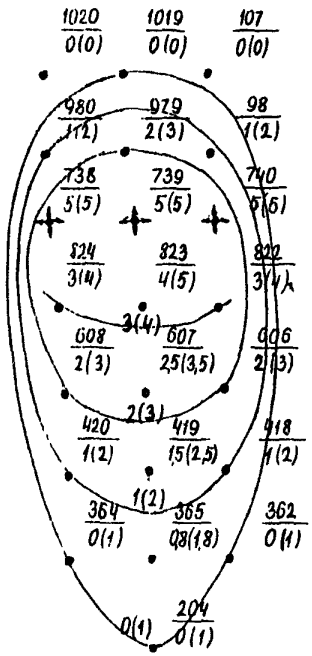
параметров начального комплекса (водородный показатель, плотность, минерализация извлекаемой воды).

Из анализа карты временных полигонов содержания ПАВ в извлекаемой воде следует, что за месяц реализации процесса вытеснения (с 13.05.87 до 17.06.87) направления преимущественного развития сохранились (см. рис. 5.9. и 5.10.). Это служит подтверждением необходимости интенсифицировать процессе нефтевытеснения в юго-западном направлении, а в случае начала реализации мер по интенсификации свидетельствует об их недостаточности.

По результатам опытно-промышленных работ установлено, что из рассмотренных ранее четырех параметров начального комплекса к информативным относится: содержание ПАВ в извлекаемой воде, водородный показатель извлекаемой воды и минерализация извлекаемой воды. Плотность извлекаемой водной фазы является функцией минерализации воды и содержания в ней ПАВ, то есть плотность извлекаемой водной фазы является, по крайней мере двухпараметрической функцией.

На стадии промышленных работ осуществляют ежеквартальный контроль извлекаемой воды по выявленному комплексу трех информативных параметров.

Для каждого из информативных параметров контроля ежеквартально строятся совмещенные карты временных изменений распределений параметра на текущий и предшествующий кварталы. Пример подобной карты для распределений содержания ПАВ в извлекаемой воде приведен на рис. 5.11.



- нагнетательная скважина

608 - номер добывающей скважины

2(3)

содержание ПАВ во II квартале

содержание ПАВ в III квартале

Рис.5.II Карта распределения содержания ПАВ (% мас.) в извлекаемой воде по состоянию на II и III кварталы 1988 г.

Масштаб I:10000

Из анализа совмещенных карт рис. 5.11. и схемы вытеснения рис. 5.7. следует, что процесс вытеснения развивается преимущественно в южном направлении.

Из рассмотрения характера "продвижения" изолиний содержаний ПАВ в северном направлении следует, что скорость продвижения фронта концентрации в среднем составляет 2,2 метра в сутки (за 1 квартал изолиния "перемещается" примерно на 200 метров).

Скорость продвижения фронта вытеснения нефти водной фазой оценивается не менее 2,2 метров в месяц. Предполагаемые меры по регулированию процесса вытеснения смогут быть эффективными лишь в том случае, если период из реализации не больше времени продвижения фронта вытеснения между двумя соседними добывающими скважинами в направлении вытеснения.

Аналогичные выводы делают и по другим направлениям развития процесса вытеснения с учетом соответствующих скоростей продвижения фронта концентраций.

5.12. Термометрические исследования по контролю разработки месторождений.

При неизотермических условиях воздействия на пласт значительная информация может быть получена с помощью термометрии. Температура является основным параметром, который влияет на комплекс факторов (вязкость, плотность, фазовое состояние) нефти, определяющих особенности массопереноса и эффективность процесса, и может быть измерен с высокой точностью [11].

На практике информативность данного метода недостаточна. Часто измеряют температуру движущегося в скважине флюида, в то время как необходимо измерять температуру окружающих горных пород для выявления интервалов приемистости и притока. При выборе скорости записи кривых следует учитывать допустимую погрешность наблюдений, влияние налипания нефти на изменение показателя тепловой инерции датчика, градиент изменения температуры в скважине и тепловая инерция последней [25]. Максимально допустимую скорость спуска прибора можно определить по формуле

$$= 3600 \frac{\Delta T_g}{\tau [\Delta T_n]},$$

где: $\Delta T_д$ – максимально допустимая погрешность измерения температуры, $^{\circ}C$, $\Delta T_п$ – изменение температуры на единицу глубины скважины (градиент температуры), $^{\circ}C/м$. Так, при τ = 2с, ΔT_g =0,1 $^{\circ}C$, $\Delta T_п$ = 1 $^{\circ}C$ м скорость спуска прибора при измерениях не должна превышать 180 м·ч.

Разработана методика наблюдений при нагнетании горячей и холодной воды [25]. На рис.52 приведены термограммы, полученные в

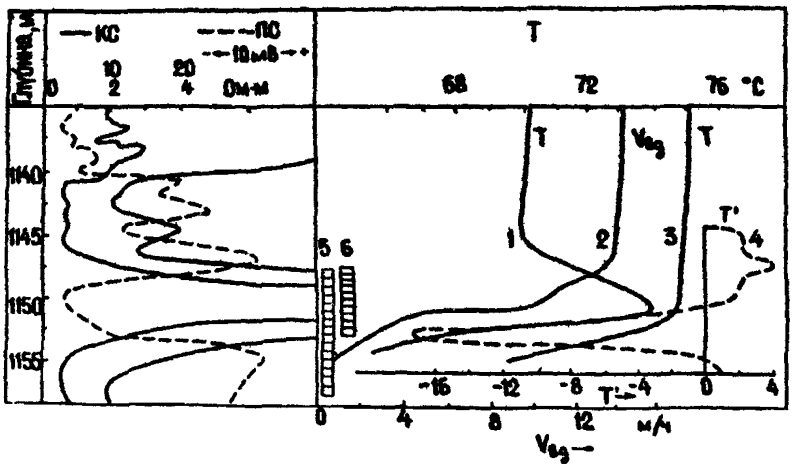


Рис. 5.12 Результаты наблюдений в нагнетательной скважине 1105 (м.Узень):
1 и 3 - термограммы полученные в остановленной скважине (выдержка 4 ч) и при закачке горячей воды; 2 - расходограмма; 4 - кривая dT/dH;
5 и 6 - интервалы перфорации и приемистости

нагнетательной скважине 1105 (месторождение Узень). Из рис.11 следует, что температура против принимающего интервала при остановке скважины снижается медленнее, чем на соседних участках. Это позволяет оценить толщину зоны поглощения горячей воды, которая равна 6,5 м. В нижней части кривая 3 приближается к невозмущенной температуре горных пород. Кривая 4 иллюстрирует изменение dT/dH (для термограммы 1). Точки перегиба на кривой соответствуют границам работающей зоны пласта. Различия между поглощающими и непоглощающими пластами проявляются в том, что первые вследствие конвекции нагреты на большее расстояние от скважины при нагнетании теплоносителя и температура их при остановке скважины изменяется медленно, на остальных участках она снижается более интенсивно. Это позволяет выявить продуктивную зону, охваченную выработкой в условиях многопластовости.

Для сравнения на рис.1 приведена дебитограмма. Данные термометрии и дебитометрии хорошо согласуются. Активным воздействием охвачена сравнительно небольшая часть продуктивного горизонта. На практике наблюдения часто ведут без учета влияния движения флюида в скважине. При остановке скважины его температура постепенно приближается к температуре невозмущенных окружающих пород. Введен показатель тепловой инерции характеризующий время восстановления температуры в скважине ($V_ф$, $\rho_ф$, $C_ф$ – соответственно объем флюида в скважине, м^3, его плотность, кг/м^3, и теплоемкость, кДж/(кг.^oC); s – площадь поверхности, м^2; – коэффициент теплоотдачи, Вт/(м^2.ч.^oC). По проведенным оценкам τ_c обычно колеблется в пределах 1,5–7,5 ч.

При эксплуатации скважины изменяется также температура окружающих ее горных пород. Радиус теплового влияния скважины

$$r_p = r_c + \sqrt{\pi a^2 t_p}$$

где: r_c – радиус скважины, м; а – коэффициент температуропроводности горных пород, $м^2/ч$; t_p – время работы скважины, ч.

Рассмотрен вопрос о восстановлении температуры в остановленной скважине с учетом влияния окружающих горных пород. После прекращения подачи флюида температура стенки скважины T_c постепенно приближается к первоначальной температуре окружающих пород $T_п$ /2, 3/.

Для определения времени восстановления температуры в скважине (с учетом изменения температуры в окружающих горных породах) получена приближенная формула, применимая

$$\text{при } t > t_p >> \frac{r_c}{};$$

$$\Delta T(t) \approx \Delta T_п \frac{t_p}{t} \frac{\ln(\pi a^2 t)}{\ln(\pi a^2 t_p)}; \qquad (1)$$

$$t = t_p + t_{ост}, \; \Delta T_п = T_н - T_п$$

где: $\Delta T(t)$ – разность температур скважины и пород во времени t, t_p, $t_{ост}$ – время соответственно эксплуатации и выдержки скважины в остановленном состоянии, ч; $T_н$ – температура в скважине при нагнетании флюида, ^oC.

С помощью формулы (1) можно оценить время восстановления температуры в скважине с учетом влияния прилегающих горных пород и обоснованно принимать длительность выдержки скважины в остановленном состоянии перед наблюдениями.

Пример расчета. Исходные данные: $t_р = 100$ ч, $t_{ост} = 20$ ч, $T_п = 20^{\circ}C$, $T_н = 50\ ^{\circ}C$, $a^2 = 2\ 10^{-3}$ м^2/ч.

Согласно формуле (1) получаем $\Delta T + 13,75^{\circ}C$. Если $\Delta T = 0,63\Delta T_н$, то $t_{ост}$ можно принять в качестве показателя тепловой инерции системы скважина–прилегающие горные породы в зоне теплового влияния.

Полученные зависимости позволяют оценить восстановление температуры в скважине при ее остановке. На рис. 5.3 приведены зависимости $\Delta T = f(t_{ост})$ и $\Delta T/\Delta T_п = f(t_{ост})$. Кривые 1–3 определены при длительности эксплуатации скважины соответственно 5, 25 и 100 ч и температуре воды, отличающейся от геотермической на $50^{\circ}C$. Кривая 4 получена при $t_р = 25$ ч и характеризует безразмерную температуру. Кривая 5 определена при длительности эксплуатации скважины 500 ч.

Из приведенных данных следует, что при остановке скважины температура постепенно восстанавливается до начальной геотермической. Глубинные исследования следует выполнять с учетом установленных закономерностей.

Наблюдения в добывающих скважинах часто осложняются из-за образования сальников (выпадение парафина, пескопроявления). Во время эксплуатации таких скважин (в условиях заводнения) температура в призабойной зоне против отдающего пласта в основном изменяется незначительно (например, за счет эффекта Джоуля–Томсона), а движущийся поток флюида (по стволу скважины) затрудняет выявление интервала притока. В указанных условиях наблюдения следует проводить с помощью высокочувствительных приборов после кратковременной выдержки скважины в остановленном

состоянии. При этом температура выше пласта снижается более интенсивно, приближаясь к геотермической и интервал притока выявляют с помощью аномалии по точкам перегиба. Такие исследования позволяют определить забойную депрессию давления и оценить режим эксплуатации скважин (пластовое давление и коэффициент продуктивности). После закачки в заданной интервал пласта вязкого раствора химреагентов (композиции) было выявлено снижение температуры T_2 - против интервала изоляции. После обработки вышележащего пропластка и пуска скважины в работу получена термограмма $T_3(H)$, которая характеризует интервал притока флюида (при необходимости против упомянутых интервалов проводят измерены серии термограмм на переходных режимах). Полученные данные термометрических наблюдений перепроверяли с помощью прецизионной дебитометрии. При этом получена хорошая сходимость результатов. Изложенная методика позволяет контролировать технологический процесс обработки призабойной зоны скважин.

В последние годы значительный объем работ выполняют по изоляции выработанных пластов. Для этого в выработанный пласт нагнетают раствор химреагентов заданной вязкости и объема. Затем проводят обработку (например, прогрев) соседнего пропластка и обеспечивают плавный пуск скважины в работу. При этом осуществляют контроль за ходом процесса для выявления интервалов притока, что достигалось по точкам перегиба термограмм, которые снимались поточечно с помощью малогабаритных прецизионных термометров /85, 86/ а также определяли значения коэффициентов продуктивности (глубинные исследования зачастую проводят по межтрубному

пространству с помощью малогабаритных приборов).

На рис.5.4 приведены результаты исследований по контролю за проведением упомянутых операций на площади Хорасаны (месторождение Балаханы-Сабунчи-Раманы) в добывающей скважине 19. Начальная геотермическая температура характеризуется кривой $T_0(H)$. При подходе нагретого флюида к скважине была зарегистрирована повышенная температура – кривая T_1, которая характеризует интервал притока. основной фонд нефтедобывающих скважин (около 75%) эксплуатируется механизированным способом (ЭЦН). При этом затруднено проведение глубинных наблюдений, что вынуждает зачастую ограничиваться выполнением наземных измерений, особенно в наклонно направленных действующих скважинах. Новые возможности открылись при использовании прецизионной термометрии для промысловых исследований при опробовании скважин с помощью компрессирования после бурения или ремонта.

Разработана методика наблюдений, основанная на сочетании глубинных исследований при опробовании скважин с наземными наблюдениями при их эксплуатации для получения объективной информации и оперативного ее использования для управления процессом извлечения нефти.

Процесс освоения или опробования скважин является сравнительно кратковременным и неустановившимся и характеризуется изменением давления и температуры. Если скважина простаивает, то забойное давление равно пластовому ($P_з = P_п$) и наблюдается в скважине статический уровень жидкости. Перед опробованием обычно скважины простаивают сравнительно короткое время (3-5 сут),

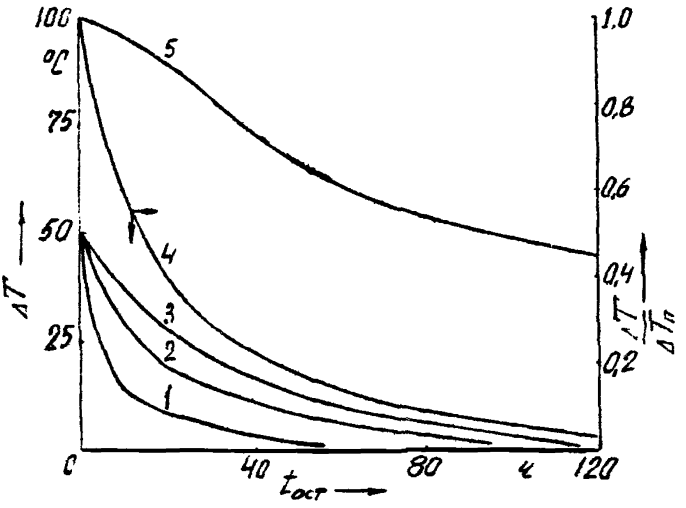


Рис. 5.11. Изменение температуры в остановленной скважине

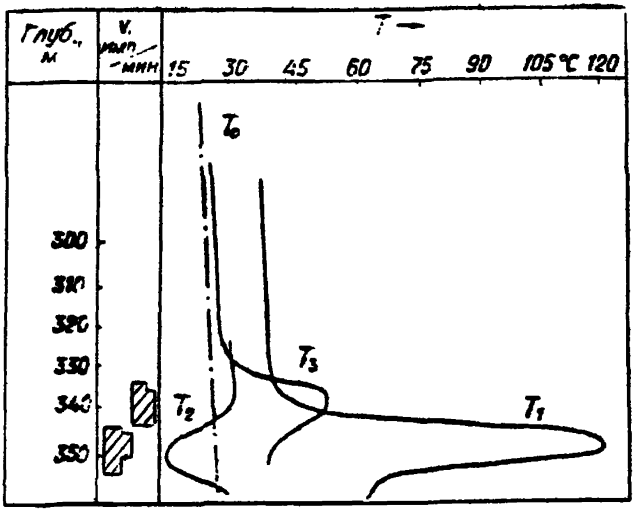


Рис. 5.12. Результаты исследований в добывающей скважине.

поэтому температура может отличаться от начальной геотермической.

При подаче воздуха в межтрубное пространство вначале повышается забойное давление ($P_з > P_п$) и возможно частичное поглощение жидкости пластом. Если пласт не принимает жидкость, то она в дальнейшем будет выталкнута через НКТ на поверхность. Длительность этого этапа на практике обычно составляет 2-5 часов и зависит от режима закачки воздуха, конструкции скважины и состояния призабойной зоны пласта.

По мере опускания относительно холодных порций жидкости (при нагнетании воздуха) из верхней части межтрубного пространства в нижнюю часть скважины происходит ее охлаждение, а по выявленной аномалии температуры можно оценить положение башмака НКТ. При попадании сравнительно холодной жидкости в пласт против его перфорированной части наблюдается соответствующая аномалия температуры. Поступление воды в скважину при эксплуатации наиболее часто наблюдается из наиболее проницаемой или нижней части пласта.

При глубинных исследованиях целесообразно комплексировать термометрию с другими методами наблюдений и в частности с *дебитометрией. После прорыва воздуха через НКТ забойное давление* снижается ($P_з < P_п$), что приводит к притоку флюида из пласта, в замен промывочной жидкости в скважине на пластовый флюид и лифтированию последнего на поверхность. Дросселирование жидкости в призабойной зоне пласта обусловливает повышение температуры. Для регистрации последней прибор опускался через НКТ. Детальные измерения выполняли тчетно с шагом 0,2 м. Установлено, что при работе скважины с постоянным режимом отбора жидкости в среднем через 4

часа температура против пласта достигает 60% от максимального ее значения, а через 13 часов составляет около 90% от упомянутой величины. Обычно через 1-2 часа эксплуатации скважины удается выявить температурную аномалию против работающей зоны пласта, что позволяет оценить интервал притока. За счет поступающей жидкости из пласта температура выше последнего повышается в окружающие горные породы. Термограмма, снятая выше пласта, характеризует процесс теплообмена движущейся жидкости с окружающей средой. Ниже интервала притока теплообмен между пластом и подстилающими породами осуществляется за счет теплопроводности, а величину зоны теплового влияния можно оценить по формуле $h_3 \approx 2\sqrt{a^2 t}$ (84).

После остановки компрессора наблюдается восстановления забойного давления и обеспечивается приток нефти из пласта за счет энергии последнего. При этом изменяется величина депрессии давления в призабойной зоне пласта и соответственно уменьшается температурная аномалия против интервала притока (если известна величина депрессии давления ΔP и дебит V, то можно оценить коэффициент продуктивности). После остановки скважины обчно в течение 15-20 часов имеется возможность с помощью высокочувствительной термометрии выявить интервал притока. Рассатриваемый процесс в основном характеризуется температурой, которая восстанавливается сравнительно медленно (коэффициент температуропроводности для горных пород на 2-3 порядка меньше коэффициента пьезопроводности /25/), что позволяет изучить его с достаточной точностью. При этом учитывалась тепловая инерция скважины и прилегающих пород.

На рис.5.15 приведены результаты исследований в скважине 1310 (месторождение Узень) при освоении ее после ремонта. Кривая 1 соответствует геотермической температуре. Кривая 2 получена через 0,8 часа после начала нагнетания воздуха. Кривые 3 и 4 характеризуют изменение температуры по стволу скважины через 2,5 и 4,5 ч соответственно после прорыва воздуха в НКТ. Кривые 5, 6 и 7 определены через 14, 4,5 и 2,5 ч соответственно после прекращения подачи воздуха. Интервал притока выявлен на глубине 1233-1239 м (горизонт XIУ, пласт B_1+B_4). Этот вывод подтверждается данными дебитометрии. Против вырабатываемого пропластка получено значение $\Delta T=1,02^{\circ}C$, что соответствует выличине депрессии давления в призабойной зоне равной 2,04 МПа.

На основании проведенных исследований разработана методика наблюдений. Перед началом опробования скважины снимают термограмму, которую принимают в качестве контрольной. Для детального исследования процесса опробования скважины на основных этапах предусматривается измерение серии термограмм в основном против продуктивной части разреза. При нагнетании воздуха на первом этапе провожят регистрацию 1-2 термограмм, например, при снижении уровня жидкости в межтрубном пространстве примерно наполовину и на три четверти глубины.

После прорыва воздуха через НКТ и пуска скважины в работу с помощью компрессирования против продуктивной части разреза обычно проводят регистрацию 2-3 термограмм. в начале пуска ее в работу и в дальнейшем наблюдения повторяют через каждые два часа.

На заключительном этапе целесообразно первую термограмму

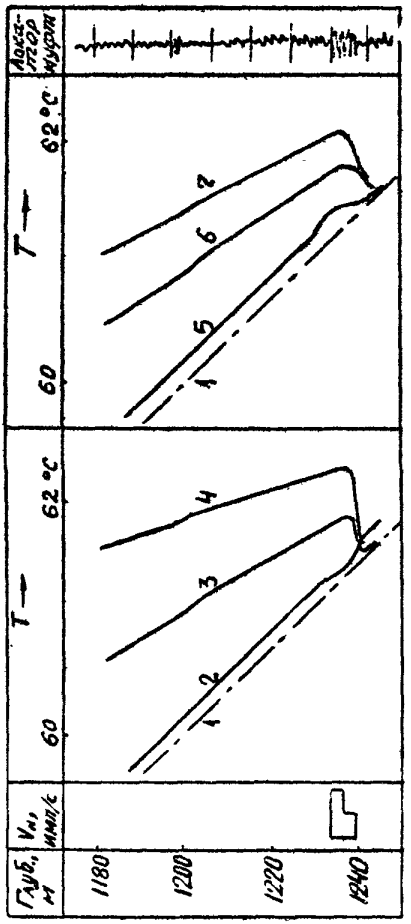

Глубина, м
1180
1200
1220
1240
Vпл, мкм/с
T
60
62 °C
1
2
3
4
T
60
62 °C
1
5
6
7
Локация муфт

Рис. 5.15

получить после остановки компрессора, а затем выполняют наблюдения через 1,5 и 5 часов после снятия первой кривой. Для однозначной интерпретации кривых нужны достоверные данные о состоянии скважины, особенностях технологии ее опробования и методике измерений, что позволяет обеспечить надлежащее качество получаемых материалов.

Обоснована необходимость сочетания термометрических исследований при опробовании скважин с наземными наблюдениями (определение дебита и изменение величины обводненности продукции во времени) при эксплуатации. Глубинные исследования позволяют получить значительный объем информации, но они могут быть проведены только при подземных и капитальных ремантах добывающих скважин оборудованных насосными установками. В действующих скважинах имеется необходимость проводить контроль за их работой на основе косвенных данных, получаемых с помощью наземных наблюдений. Для этого периодически проводили анализ проб добываемой продукции с целью выявления закономерности интенсивности ее обводнения. При увеличении обводненности продукции более чем на 2-3% в сутки проводили изоляцию вырабатываемого пропластка. Эти операции на месторождении Узень выполняли без поъема инструмента, что позволило существенно повысить производительность труда при ремонтных работах. Апробация данной методики исследований и усовершенствованного процесса обработки скважин позволила повысить эффективность работ.

Разработана методика регистрации серии кривых на различных этапах пробования скважин (при неустановившемся режиме) с помощью

компрессирования. Обоснована необходимость отбора и анализа проб жидкости при работе скважины, что позволяет оценить изменение обводненности продукции во времени. недостаточный объем глубинных наблюдений обусловил необходимость увеличения количества наземных измерений. Такой подход является вынужденным при исследовании наклонно направленных скважин и позволяет получить значительный объем информации для управления процессом извлечения нефти.

17 ***. 2750

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Абасов М. Т. Влияние содержащегося в продуктах горения углекислого газа на динамику в процессе внутрипластового горения. Азербайджанское нефтяное хоз-во. 1988, N6, с. 14-17.
Хисметов Т. В.
Боксерман А. А.
Зазовский В. Ф.

2. Абасов М. Т. Извлечение маловязких нефтей в режиме сверхвлажного горения. Нефтное хоз-во, 1988, N4, с. 42-45.
Везиров Д. Ш.
Оруджелиев Ф. Г.
Хисметов Т. В.
М. молов Е. Н.

3. Айзикович О. М. Тепловой эффект реакции окисления в процессе ВВГ. Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. 1985, N11, с. 4-6.
Булыгин М. Г.
Коралев Л. И.

4. Амерханов И. М. Закономерности изменения свойств пластовых нефтей при разработке нефтяных месторождений. О. и. Нефтепромысловое дело, 1980, 49 с.

5. Балепин А. А. Влияние внутрипластового горения на некоторые показатели извлекаемой воды. Э. И. Нефтепромысловое дело, о. о. 1987, вып. 4, с. 9-11.
Бруслов А. Ю.

6. Балепин А. А. Контроль внутрипластового горения на Арланском месторождении по изменению содержания в извлекаемой воде сульфат-ионов. Нефтепромысловое дело. О. о. 1987, вып. 5, с. 1-3.
Бруслов А. Ю.

7. Балепин А. А. Физико-химический контроль за процессом ВГ. Тр. ин-та МИНГ, 1987, N199, с. 103-110.
Бруслов А. Ю.
Кувшинов Н. С.

8. Байбаков Н. К. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1977, 238 с.
Гарушев А. Р.

9. Бондаренко В.В. Окисление нефтей кислородом воздуха при начальных пластовых условиях. Нефтепромысловое дело. 1982, N9, с.15-17.

10. Блок С.С. Гнатченко В.В. Дунюшкин И.И. Изменение физико-химических свойств высокопарафинистой нефти и попутной воды в процессе ВВГ. Тр. ин-та МИНГ. 1987, N199, с.78-83.

11. Бруслов А.Ю. Балепин А.А. Оптимизация контроля за процессом внутрипластового горения. Нефтяное хоз-во, 1987, N12, с.42

12. Булыгин М.Г. Зайцева В.А. Сафиулин Р.Х. Химические реакциии внутрипластового горения нефти. Труды ВНИИ. Научно-технический сборник по добыче нефти, 1971.

13. Бузинов С.Н. Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М., Недра, 1984, 269 с.

14. Ванюшкин В.А. Завьялов Л.М. Отбор проб и анализ природных газов нефтегазоносных бассейнов. М., Недра, 1985, 235 с.

15. Васильевский В.Н. и др. Инструкция по гидродинамическим методам исследований пластов и скважин РД 39-3-593-81. М., ВНИИ, 1982.

16. Васильевский В.Н. Лейбин Э.Л. Орлов Б.С. Карты изобар в добыче нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1959.

17. Гарушев А.Р. Иванов В.А. Бичкевский В.Д. Ишханов В. Нефтяник, 1982, N6, с.12-14.

18. Гарушев А.Р. Чернов Б.С. Исследование температурного поля вокруг нагнетательной скважины. М., "нефтяное хоз-во", 1973, с.38.

19. Гаттенбергер Ю.П. Дьяконов В.П. Гидрогеологические методы исследований при разведке нефтяных месторождений. М., Недра 1979, 188 с.

20. ГОСТ 2517-85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.

21. ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.

22. ГОСТ 18917-82. Газ горючий природный. Методы отбора проб.

23. ГОСТ 2477-65. Нефтепродукты. Метод определения содержания воды

24. ГОСТ 3900-85. Нефтепродукты. Методы определения плотности.

25. ГОСТ 33-82. Нефтепродукты. Метод определения кинематической и динамической вязкости.

26. ГОСТ 11851-85. Нефть. Методы определения парафина.

27. ГОСТ 11858-66. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания асфальтеново-смолистых веществ.

28. ГОСТ 5985-79. Нефтепродукты. Метод определения кислотности и кислотного числа.

29. ГОСТ 2177-66. Нефтепродукты. Метод определения фракционного состава.

30. ГОСТ 23781-87. Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава.

31. ГОСТ 1929-87. Нефтепродукты. Методы определения динамической вязкости на ротационном вискозиметре.

32. ГОСТ 2070-82. Нефтепродукты светлые. Методы определения йодных чисел и содержания непредельных углеводородов.

33. ГОСТ 23268.3-78. Методы определения гидрокарбонат-иона.

34. ГОСТ 23268.4-78. Методы определения сульфатиона.

35. ГОСТ 23268.5- Методы определения ионов кальция и магния.
-78.

36. ГОСТ 23268.6- Методы определения ионов калия.
-78.

37. ГОСТ 23268.6- Методы определения ионов натрия.
-78.

38. ГОСТ 23268.17- Методы определения хлорид-ионов.
-78.

39. ГОСТ 12.1005- Предельно допустимые концентрации двуокиси уг
-76. лерода и сероводороды.

40. ГОСТ 12.1.010- Взрыв и безопасность. Общие требования.
-76.

41. ГОСТ 12.1.011.-Смеси взрывоопасные. Классификация и методы ис-
-78. пытания.

42. ГОСТ 12.1.044- Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Но-
-84. менклатура показателей и методы их определения.

43. ГОСТ 12.2.021- Электрооборудование взрывозащищенное.
-76.

44. Девликамов В.В. Оптические методы контроля за разработкой неф-
Маркасин И.Л. тяных месторождений. М., Недра, 1970, 160 с.
Бабаян Г.А.

45. Ермолаев В.Г. Гидрохимический метод контроля за процессом
Левченко В.Т. разработки залежей высоковязкой нефти место-
рождения Кенкияк. В сб. Проблемы рациональной
разработки нефтяных месторождений термическими
методами, ВНИИЭМГ, М., 1982, с.49-56.

46. Клеев А.М. Совершенствование технологии нефтедобычи с
Мухаметзянов У.К. применением внутрипластового горения. Казань
Козлов А.В. Татарское кн. из-во, 1987, 126 с

47. Клеев А.М. Айгистова С.Х. Маргулис Б.Л. Промысловые испытания метода ВГ на Сугушлинском битумном месторождении. Нефтепромысловое дело, 1979, N1, с.7-8.

48. Кошка И.И. Контроль за разработкой нефтяных месторождений. Из-во Казанского университета, 1984, 180с

49. Кочешков А.А. Хомутов В.И. Лисицын В.Н. Исследование влияния различных факторов на процесс вытеснения нефти теплоносителями. НТС по добыче нефти. ВНИИ, вып.41, М., Недра, 1971 с.99-108.

50. Кульпин Л.Г. Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазовых пластов. М., Недра, 1974, 200 с.

51. Левченко В.Г. Гидрогеологическая обстановка в залежах высоковязкой нефти месторождения Зыбза-Глубокий Яр в связи с разработкой их термическими методами. М., ВНИИОЭНГ, Нефтепромысловое дело, 1983, N10, с.9-11.

52. Ливада Г.М. Гладильщикова С.В. Колесникова О.А. Практическое использование методов физико-химического контроля за процессом внутрипластового горения. М., 1987, 17 с. Деп. во ВНИИОЭНГ 27.07.87, N1424 -нг 87.

53. Ливада Г.М. Гладильщикова С.В. Колесникова О.А. Изменение физико-химических свойств пластовых флюидов в процессе разработки месторождения Павлова Гора методом ВГ. Тр. ин-та ВНИПИтермнефть, 1988, с.25-30.

54. Лурье Ю.Ю. Аналитическая химия промышленных сточных вод. М., Химия, 1984, 448 с.

55. Матвиенко В.Н. Ермолаев В.Г. Котлярова Е.В. Левченко В.Т. Фетодова С.А. Методическое руководство за процессом разработки залежей высоковязких нефтей методами паротеплового воздействия (ПТВ). Краснодар, Союзтермнефть, ротапринт НПО, 1985, 30 с.

56. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. Гостоптехиздат, 1949, 628 с.

57. Методическое руководство по проектированию и применению внутрипластового горения в разработке нефтяных месторождений. РД 39-9-191-79.

58. Методическое руководство по применению комплекса гидротермодинамических, гидрохимических, физико-химических и промыслово-геофизических исследований для контроля разработки нефтяных месторождений при тепловых методах воздействия на пласт. М., МНП, 1985, 331 с. РД 39-0148290--201-85.

59. Методика по отбору и исследованию глубинных проб высоковязких нефтей, в том числе при механизированном способе эксплуатации. РД-39-23-712-82.

60. Михерин Б.П. Температурные аномалии в нефтяной залежи в связи с закачкой в пласт воздуха. Нефтепромысловое дело. 1966, N7, с.8-10.

61. Муслимов Р.Х. Меркулова Л.И. Гинзбург А.А. Анализ внутрипластового горения по полигонам концентраций газов. Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. 1985, вып.11. с.1-3.

62. Нагорный Л.А. Епкиев Ю.Л. Исследование состава газа при образовании остаточного топлива в процессе ВВГ. М., 1981, 8 с. Деп. во ВНИИОЭНГ 4.1.82, N886 нг-Д.82.

63. Нагорный Л.А. Ачкасова Л.Г. Колесникова Л.П. Гнатченко В.В. Динамика состава и совйств нефти при влажном внутрипластовом горении. Нефтяное хозяйство. 1989, N9, с.58-60.

64. Одессер Ю.М. Якубсон К.И. Физико-химический контроль за процессами теплового воздействия на нефтяной пласт, основанный на изучении динамики изменений свойств добываемой нефти. М., 1987, 35 с., Деп. во ВНИИОЭНГ №1446, нг Д.87.

65. ОСТ 39-112-80. "Нефть. Типовое исследование пластовой нефти". Объем исследований. Форма представления результатов.

66. Петровская А.Н. К вопросу об изменении минерального состава и емкостно-фиотирационных характеристик полимиктовых песчаников при тепловом воздействии. Тр. ин-та ВНИИ, 1982, Вып.80, с.99-111.

67. Родионова Е.В. Юсифова Д.И. Изменение физико-химических свойств нефти в процессе ВГ. 4 Научно-техн. конф. мол. ученых и специалистов по развитию научных основ разработки месторождений нефти и газа. Тез. докл., Баку, 1988, с.93-94.

68. Руководство по автоматизированной обработке материалов гидродинамических исследований и ведению банка данных. М., ВНИИ, 1984, 253 с.

69. Руководство по комплексу термогидродинамических исследований при внутрипластовом горении. РД 39-9-489-80. Составители: ВНИИ и НПО"Союзтермиефть". М., ВНИИ, 1980, 134 с.

70. Руководство по примнению геолого-геофизических гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений, РД 39-4-669-82. Составители: ВНИИ и ВНИИнефтепромгеофизика, М., 1982.

71. Справочное руководство гидрогеолога. Под редакцией проф. В.М. Максимова. Том 1 "Недра". Ленинградское отделение, 1979.

72. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений проектирование разработки). М., Недра, 1983, 462с.

73. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М., Недра, 1985, 308 с.

74. Умрихин И.Д. Вольпин С.Г. и др. Интерпретация кривых восстановления давления в воздухонагнетательных скважинах в целях контроля за процессом внутрипластового горения. М., Нефтепромысловое дело, 1981, №12, с.6-8.

75. Федотова С.А. О гидрохимическом контроле за процессом обводнения скважин. [В сб. Проблемы повышения эффективности новых методов увеличения нефтеотдачи пластов]. М., ВНИИОЭНГ, 1983, с.26-31.

76. Чекалюк Э.Б. Оганов К.А. Тепловые методы повышения отдачи нефтяжей. Киев, Наукова думка, 1979, 205 с.

77. Чернов Б.С. Брагин В.А. Управление режимом работы лифта в фонтанных скважинах. М., нефтяное хоз-во, 1973, №5, с.18-21.

78. Чернов Б.С. Пути повышения эффективности и качества термогидродинамического контроля добычи нефти тепловыми методами (о принципе расстановки и функциях контрольных скважин -КС). Сборник научных трудов НПО"Союзтермнефть по материалам научно-технического Совета Миннефтепрома. М, ВНИИОЭНГ, 1985

79. Millie J.S. Oil and Yasj. 1981, v79, N27, P.135-136, 141-142, 145.

80. Meves de Ardeade Mario lelso. Acompanhamento de um projeto de combustao "in siti", Bol. teih PETROBRAS, 1982, K85, N2, p.98-101.

81. Parkes Riehaed J., Chunq Eddie S.N. Aied numbers of Jashatchewur heavy oils. J. Can. Petrol. Technol, 1986, v.25, N4, p.72-75.

82. Verlvary Beio jha Kamal N TGAIDSC in vestigotions of Saskatohewan heavy oils and cores J. Conlervol Technol, 1986, N85, N3, p.47--54.

83. Резникова А.А. Милинковская Е.П. Соколов И.Ю. Методы анализа природных вод. М., "Недра", 1970.

84. Кошко И.И. Промысловые исследования по контролю разработки месторождений. - Нефтяное хозяйство, 1990, N9, с.34-37.

85. Кошко И.И. Совершенствование термометрии для контроля за разработкой в неизотермических условиях. - Нефтяное хозяйство, 1987, N3, с.38-41.

86. Кошко И.И. Контроль за разработкой нефтяных месторождений. - Казань: Изд-во Казан. Ун-та, 1984, 180 с.

О Г Л А В Л Е Н И Е

Стр.

Часть 1. Гидродинамические, промыслово-геофизические и физико-химические методы контроля разработки нефтяных месторождений 7

1. Задачи контроля разработки нефтяных месторождений 7

2. Гидродинамические методы контроля разработки нефтяных месторождений I2

2.1. Контроль продукции добывающих скважин и приемистости водонагнетательных скважин I2

2.1.1. Определение дебита жидкости добывающих скважин I2

2.1.2. Определение обводненности продукции добывающих скважин I4

2.1.3. Определение дебита попутного газа I5

2.1.4. Определение приемистости водонагнетательных скважин I5

2.2. Контроль энергетического состояния залежи I5

2.2.1. Основные способы определения забойных и пластовых давлений и условия их применения I5

2.2.2 Определение забойных и пластовых давлений путем прямых измерений глубинными манометрами I7

2.2.3. Определение забойных и пластовых давлений по данным устьевых измерений I9

2.2.3.1. Определение забойных и пластовых давлений в водонагнетательных скважинах 19

2.2.3.2. Определение забойного и пластового давления в скважинах механизированного фонда по данным измерений устьевого давления, динамического и статического уровней давления у приема насоса 21

2.3. Гидродинамические методы исследования пластов и скважин 28

2.3.1. Метод установившихся отборов 29

2.3.2. Метод восстановления давления 40

2.3.3. Метод исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание) 53

2.3.4. Особенности гидродинамических исследований сложнопостроенных коллекторов 60

2.3.4.1. Модель сложнопостроенного коллектора 60

2.3.4.2. Особенности кривых восстановления давления полученных в сложнопостроенных коллекторах 61

2.3.4.3. Особенности исследования скважин, вскрывших слабопроницаемые пласты 64

2.3.4.4. Особенности использования метода гидропрослушивания 64

2.4. Автоматизированная обработка материалов промысловых гидродинамических исследований по контролю разработки 68

2.4.1. Расчет фильтрационных характеристик пластов на ЭВМ по данным исследования на неустановившихся режимах 68

2.4.1.1. Метод прямолинейной анаморфозы 69

2.4.1.2. Метод наилучшего совмещения 78

2.4.2. Расчет забойного и пластового давления на ЭВМ в скважинах механизированного фонда по данным устьевых измерений 93

2.5. Использование карт изобар для контроля разработки нефтяной залежи 98

2.5.1. Определение средней гидропроводности пласта при жестком водонапорном режиме 101

2.5.2. Определение характеристики законтурной области при разработке залежи в условиях упругого режима 105

2.5.3. Определение перемещения контура нефтеносности 106

2.5.4. Определение среднего пластового давления по картам изобар 108

2.5.5. Определение гидропроводности по пластовым давлениям в пяти скважинах 111

2.5.6. Определение пьезопроводности пласта по изменению пластового давления 114

2.5.7. Определение насыщенности и фазовой проницаемости по карте изобар при фильтрации газированной жидкости 117

2.6. Гидродинамические методы контроля текущей нефтенасыщенности пластов 124

2.6.1. Определение текущей нефтенасыщенности при вытеснении нефти водой 124

2.6.2. Комбинированный метод определения текущей нефтенасыщенности I25

2.6.3. Определение текущей нефтенасыщенности неоднородных пластов без использования информации об абсолютной проницаемости I3I

2.6.4. Определение текущей нефтенасыщенности по изменению относительной упругоемкости пласта I34

2.6.5. Корреляционный метод определения текущей нефтенасыщенности пласта I36

2.6.6. Определение текущей нефтенасыщенности в случае отсутствия информации о работающей толщине продуктивного пласта и диаграммах относительных фазовых проницаемостей I37

2.6.7. Определение текущей нефтенасыщенности пластов при совместной фильтрации жидкости и газа I63

2.6.7.1. Определение текущей нефтенасыщенности по данным исследований скважин на установившихся режимах в случае вытеснения нефти газом I63

2.7. Определение давления насыщения нефти газом по данным гидродинамических исследований скважин при установившихся режимах I70

2.7.1. Способ определения давления насыщения нефти газом по изменению коэффициента продуктивности скважин от депрессии I70

2.7.2. Способ определения давления насыщения нефти газом по изменению коэффициента Джоуля-Томсона в зависимости от депрессии I74

2.8. Метод обработки индикаторной кривой с учетом изменения свойств пласта и пластовых флюидов I76

2.9. Методика интерпретации "невосстановленных" КВД I88

3. Промыслово-геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений I97

3.1. Технические условия проведения промыслово-геофизических работ по контролю разработки нефтяных месторождений I98

3.2. Характеристика геофизических методов контроля I99

3.2.1. Нейтронные методы I99

3.2.2. Методы изучающие состав жидкости в стволе скважины 203

3.2.3. Методы рассеянного гамма-излучения. (контроль качества цементирования и технического состояния скважины) 2I8

3.2.4. Термометрия 227

3.2.5. Акустические методы 228

3.2.6. Фотоколориметрия нефтей 234

3.2.7. Расходометрия 252

3.3. Различные контрольные операции 262,

3.3.1. Исследование скважин с целью выбора оптимального режима работы технологического оборудования 262

3.3.2. Определение толщины парафиновых отложений в межтрубном пространстве 266

3.3.3. Определение чистоты призабойной части скважины 268
3.3.4. Контроль гидравлического разрыва пластов ... 268

4. Лабораторные исследования физико-химических свойств добываемых жидкостей и газа и фильтрационных характеристик продуктивного коллектора 278

4.1. Контроль за изменением физико-химических свойств добываемых жидкостей и газа в пластовых и поверхностных условиях 278

4.1.1. Технология отбора глубинных проб 279

4.1.2. Оценка времени подхода к скважине представительной нефти 282

4.1.3. Оценка свойств пластовой нефти в отдельных пластах при совместной эксплуатации 283

4.1.4. Экспресс-исследование пластовой нефти 288

4.1.5. Лабораторные исследования пластовой нефти на станционной аппаратуре 292

4.1.6. Характеристика сепарированной нефти и газа 297

4.2. Лабораторные исследования фильтрационных характеристик продуктивного коллектора 301

5. Физико-химический контроль 306

6. Комплексные исследования для контроля процессов разработки 312

6.1. Принципы системного контроля 312

6.2. Обязательный комплекс исследований по контролю разработки нефтяных месторождений 313

6.3. "Принципиальный комплекс гидродинамических, промыслово-геофизических и физико-химических методов исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений" 315

6.3.1. Категории и виды скважин 317

6.3.2. Виды исследований и измерений 319

6.3.3. Объемы исследований и измерений 320

6.3.4. Комплексы промыслово-геофизических методов исследования скважин 324

6.3.5. Принципиальный комплекс исследований при тепловых методах воздействия на пласт 333

6.3.6. Принципиальный комплекс исследований при физико-химических методах воздействия на пласт 343

6.3.7. Опорная сетка скважин 345

Часть 2. Применение комплекса гидродинамических, промыслово-геофизических и физико-химических исследований для контроля разработки нефтяных месторождений при термических и физико-химических методах воздействия на пласт 347

1. Основные особенности процессов теплового воздействия на пласт 347

2. Промыслово-геофизический контроль разработки нефтяных месторождений термическими методами 350

2.1. Способы определения охвата объекта разработки процессом термического воздействия 351

2.1.1. Выделение воздухопринимающих интервалов пластов 359

2.1.2. Выделение принимающих интервалов в паронагнетающих скважинах 361

2.2. Определение технического состояния скважин 362

3. Гидродинамические исследования по контролю за процессом внутрипластового горения и паротеплового воздействия 364

3.1. Термометрические исследования нагнетательных скважин при ВГ 364

3.2. Интерпретация термометрических исследований добывающих скважин при ВГ 370

3.3. Гидродинамические исследования нагнетательных скважин по методу падения (восстановления) давления 374

3.3.1. Типы промысловых кривых изменения давления .. 374

3.3.2. Наиболее общая гидродинамическая модель пласта при ВГ, для получения параметров фильтрации по КВД 378

3.3.3. Методы обработки кривых изменения давления .. 378

3.4. Гидродинамические исследования по методу гидропрослушивания 379

3.5. Исследование паронагнетательных скважин 384

3.5.1. Назначение и виды исследований, технические средства 385

3.5.2. Методы исследования паронагнетательных скважин 386

3.6. Гидродинамические методы исследования добывающих скважин при ПТВ 393

3.6.1. Гидротермодинамические исследования в поздней стадии разработки 399

3.7 Технологический процесс исследования температурной интерпретации скважин при паротепловом воздействии на пласт 400

3.7.1. Технология проведения исследований 401

3.8. Технологический процесс комплексного исследования элементов теплового воздействия, включающего паронагнетательные, добывающие и наблюдательные скважины 403

4. Физико-химический контроль разработки нефтяных месторождений при тепловых методах воздействия на пласт 406

4.1. Контроль за изменением физико-химических свойств добываемых жидкостей и газа в поверхностных условиях 406

4.1.1. Общие положения 406

4.1.2. Характеристика физико-химических процессов, происходящих в пласте при тепловом воздействии 407

4.1.3. Выбор параметров контроля 409

4.1.4. Число контролируемых скважин и периодичность исследований 414

4.1.5. Аналитические методы, применяемые при физико-химическом контроле 417

4.1.6. Методика проведения физико-химического контроля и интерпретация полученных результатов 430

4.1.7. Примеры проведения физико-химического контроля на конкретных объектах 441

5. Физико-химический контроль разработки нефтяных месторождений с применением физико-химических методов воздействия 476

5.1. Общие положения 476

5.2. Физико-химический контроль при вытеснении нефти оторочками водных растворов ПАВ 479

5.3. Физико-химический контроль при непрерывном вытеснении нефтей водными растворами ПАВ 480

5.4. Физико-химический контроль при вытеснении нефти оторочками водных полимеров 483

5.5. Физико-химический контроль при непрерывном вытеснении нефтей водными растворами полимеров 483

5.6. Физико-химический контроль при вытеснении нефти оторочками водных растворов щелочных реагентов 486

5.7. Физико-химический контроль при непрерывном вытеснении нефти водными растворами щелочных реагентов 487

5.8. Физико-химический контроль при вытеснении нефти оторочками серной кислоты 490

5.9. Физико-химический контроль при мицеллярно-полимерном вытеснении нефти 491

5.10. Физико-химический контроль при вытеснении нефтей оторочками жидкой двуокиси углерода 495

5.11. Пример реализация физико-химического контроля при вытеснении нефти оторочкой водного раствора ПАВ 499

5.12. Термометрические исследования по контролю разработки месторождений 508

Подп. к печати 21/III 1991 г. Ф.П.Л. 33,75 Тираж 450

Типография ОХО Минефтегазпрома СССР. Зак. № 2750

gost.e-ecolog.ru