

Íèêîëäé Íèêîëäåâè÷

Непримеров

äåñüòèîíå

ñíáďàíèå

íàó÷íûõ

è

ëèòåďàòóďíûõ

òďóäîâ

Том 3

Редактор Б.Я.Земляной

Художник Г.Е.Трифонов

Электронные операторы: Л.А.Христофорова

А. А.Журавлев

Сдано в печать печ.уч.изд.л.224 формат 60×90 1/16.

Бумага офсетная № 1 . Типография : Центр инновационных технологий «Ло-

Непримеров Н.Н.

Н 53 Десятитомное собрание научных и литературных трудов.

– Т.3.

Третий том посвящен дистанционному методу измерения параметров пласта и скважин, работе с манометрами, термометрами, дебитомерами и другими приборами. Материалы тома также рассматривают проблемы исследования процессов, происходящих в скважине при подъеме нефти из пласта на поверхность.

ISBN

Непримеров Н.Н., 2004

©



МАНИФЕСТ

*“Нефтяные месторождения мира
могут получить новую жизнь
без затрат на разведку, бурение и
обустройство.”*

В практике нефтяной промышленности Российской Федерации появилась новая технология разработки нефтяных и газовых месторождений, позволяющая поднять коэффициент конечной нефтеотдачи с установившихся во всем мире около 50% до почти полного извлечения нефти из недр (Постановление ЦКР Минэнерго РФ №2979 от 12.03.2003 г.).

Однако она, в силу своей необычности, не воспринимается широким кругом специалистов-разработчиков. Слишком большой разрыв между старой, общепринятой, классической технологией и новыми принципами.

В основе новой технологии лежит глубокое знание механизмов взаимодействия флюида с пористой средой при вытеснении одной жидкости другой из пор коллектора и умение управлять этими процессами.

Новая технология рассматривает по отдельности и взаимосвязи геологический, гидрологический, гидродинамический, теплофизический, физико-химический и пост нефтяной режимы разработки месторождений. При доработке уже действующих месторождений она не требует привлечения инвестиций, а наоборот значительно снижает себестоимость добычи нефти, увеличивает нефтеотдачу, продлевает срок разработки. Все эти отличия возникли благодаря тому, что предлагаемая технология разработана заново и, в отличие от традиционной, учеными представителями точных наук.

В 1952 г., и повторно в 1955 г. перед учеными Казанского Университета была поставлена задача правительством республики Татарстан: помочь в развитии нарастающей в крае нефтяной промышленности.

Был создан научный совет по проблеме совершенствования научных основ рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений. Вначале в него вошли механики, математики и физики. Но по мере развития и понимания сущности дела, первые две категории ученых отпали, так как их представления и математический аппарат не совпадали с реальными событиями и механизмами, действующими при явлениях переноса в реальных неоднородных средах.

Работа началась с анализа научных основ и производственной практики, сложившейся в нефтяной и газовой промышленности.

Научные основы

Теория фильтрации и ее частный случай - подземная гидромеханика, базируются на механической модели сплошной среды, обслуживаемой уравнениями математической физики параболического и эллиптического типа. Изначально этот аппарат обладал целым рядом существенных недостатков при описании реальных явлений:

1. В механической модели сплошной среды отсутствовал такой важнейший параметр реальных сред, как размер.

2. Стоящие в уравнениях кинетические коэффициенты: проводимость, упругость, времена релаксации и т.п. суть числа, за которыми не стоят какие-либо механизмы взаимодействия.

3. Гамильтониан - центральная часть уравнений, состоящий из суммы кинетической и потенциальной энергии – квадратичен по времени, т.е. не различает знака $\pm t$, тем самым не может учитывать потери на трение и излучение.

4. Все реальные процессы описываются нелинейными уравнениями, решать которые наука не научилась.

5. Эта модель, в принципе, не учитывает перехода количественных изменений в новое качество при достижении системы критических размеров, т.е. эмерджентность систем.

Анализ показал, что существующая теория не может объяснить механизм взаимодействия флюида с пористым коллектором, так же, как и реальные силы фильтрационного сопротивления среды (силу трения). В то время как оба этих механизма и составляют суть добычи нефти и разработки нефтяных месторождений.

Нужна была новая модель и новый математический аппарат. И он был создан. На смену механической модели сплошной среды пришла физическая модель дискретной среды и аппарат в виде метода молекулярной динамики. Он учитывает, что у частиц дискретной среды всего пять физических параметров: масса, заряд, размер, механический и магнитный моменты. Для них записывается двухпараметрический потенциал парного взаимодействия сил стягивания и отталкивания, координаты частиц, начальные и граничные условия, после чего задача решается на ЭВМ.

Сейчас подготовлена к печати монография Якупова М.Ш. "Дискретное пространство-время с объемным фундаментальным элементом". В ней излагается принципиально новый математический аппарат для дискретных сред.

Экспериментальная база

В сложившейся практике имеются два пути получения данных о параметрах пласта-коллектора.

1. Керновые измерения пористости, проницаемости и насыщенности. Они характеризуют пласт лишь в точке по сравнению с объемом пласта. При выбуривании керна из целостной породы и подъеме на поверхность, происходит деформация и изменение фильтрационных свойств. По нему можно лишь оценить параметры с непредсказуемым разбросом при перенесении этих свойств на реальные размеры пласта, как в плане, так и по толщине.

2. Данные бокового каротажного зондирования. Они дают сведения по вертикали пласта, но как и керн лишь в точке, где пробурена скважина. Но в отличие от керна это не прямые фильтрационные параметры, а косвенные: потенциал собственной поляризации пород, омическое сопротивление пласта, гамма излучение или наведенная радиоактивность. Прямые сведения дает лишь каверномер - регистрирующий глинистые прослои через диаметр ствола скважины. Связь данных БКЗ с фильтрационными параметрами пласта не функциональная, а корреляционная с большим разбросом, совершенно непригодным для количественных расчетов. Как показала последующая практика, вязкость определяется с ошибкой в 10 раз, проницаемость – 40 раз относительно самой величины. Скорость распространения возмущения с ошибкой на пять порядков величины, а время релаксации пласта на четырнадцать порядков.

Вывод был однозначный – для созданных научных основ технологии выработки пласта необходимы прямые измерения физических параметров не только в точке, где пробурена скважина или ее окрестности, но и в межскважинных интервалах, где происходят основные процессы замещения одной жидкости другой, т.е. собственно нефтеотдача пласта-коллектора.

Глубинные приборы для исследования пласта и скважины

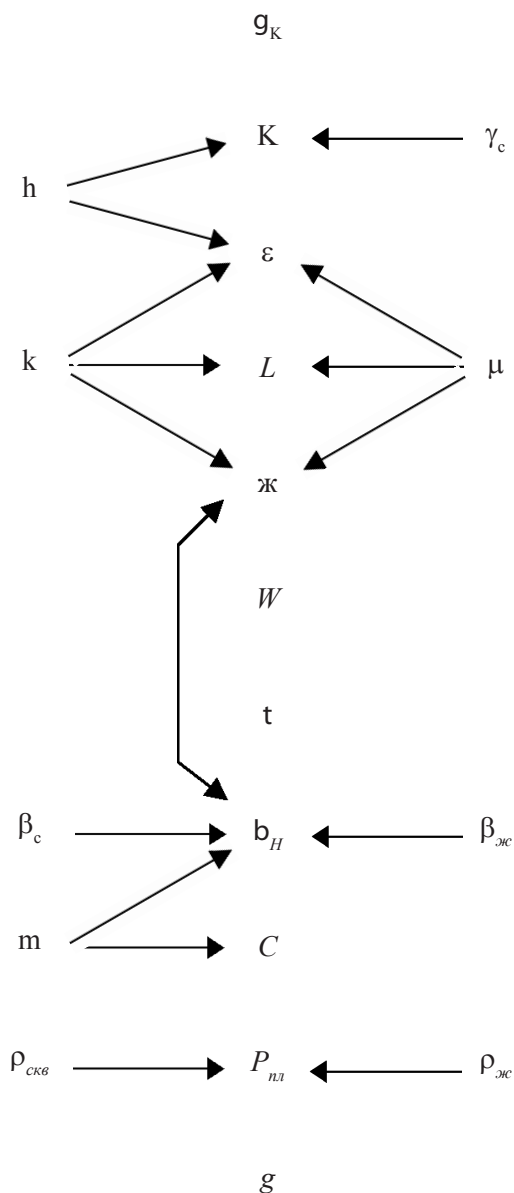
Создание новой технологии разработки месторождений, т.е. ее фактической базы, начиналась с нуля. Первым этапом было создание электронных глубинных комбинированных приборов измеряющих дебит, давление, температуру и фазовые составляющие потока: нефть, газ, воду. Первые замеры состоялись в августе 1956 г. на скважине № 79 Лениногорской площади Ромашкинского месторождения. Приборы спускали на тонком $d < 3$ мм нефтегазостойком кабеле с частотной, а затем с цифровой передачей данных (III том десяти томного собрания трудов Н.Непримерова).

Вторым этапом стала разработка экспериментальных методик для термодинамических исследований пластов и скважин в реальных условиях их работы на месторождениях. Они разрабатывались для трех видов исследования: стационарных, переходных и волновых режимов работы пласта на базе фундаментальных законов переноса энергии, импульса и массы. На рис.1 дан сводный перечень параметров коллектора, флюида, пласта и скважины и их комбинаций, которые можно вычислить из измерений дебита, давления и времени.

КОЛЛЕКТОР

ПЛАСТ

ФЛЮИД



Продuktивность

$$K = \frac{2P \cdot e}{h \frac{g}{g_0}}$$

Видопротводность

$$e = \frac{Kh}{m}$$

Пьезопротводность

$$ж = \frac{k}{m \cdot b}$$

Протводность

$$L = \frac{k}{m}$$

Скорость ФВД

$$W = \sqrt{\frac{ж}{t}}$$

Упругая вязкость

$$\beta' = ж\beta_{\text{пл}} + \beta_{\text{ж}}$$

Скорость звука

$$C = \sqrt{\frac{1}{\rho \cdot \beta}}$$

$$\rho_{\text{пл}} = ж\rho_{\text{пл}} + (1-ж)\rho_{\text{ж}}$$

Начальный градиент скважины : g Время релаксации пласта : t Приведенный радиус скважины : r_e

Рис.1. Сводный перечень параметров коллектора, флюида, пласта и скважины и их комбинаций.

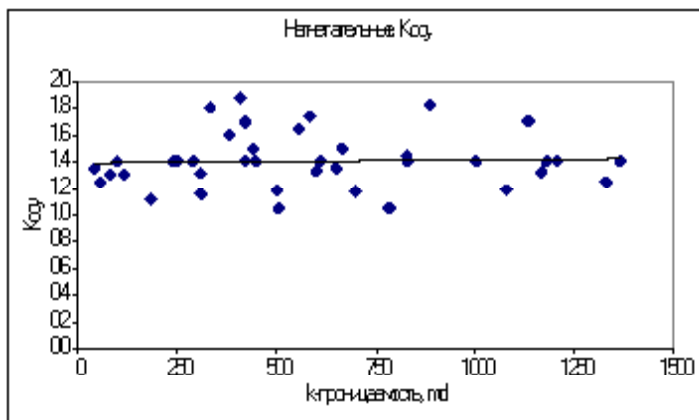


Рис.2. Сопоставление реальной гидродинамической проницаемости пласта и измеренной методом БКЗ по Березовской площади Ромашкинского месторождения.

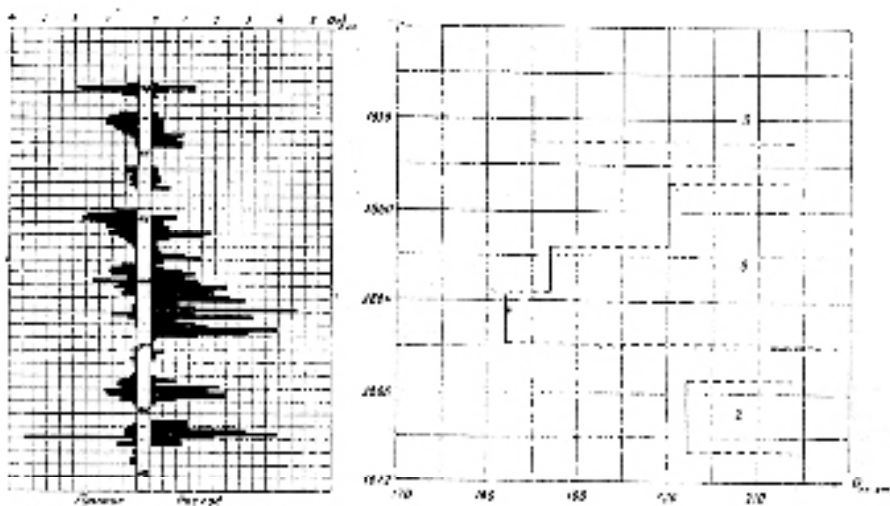


Рис.3. Профиль закачки и излива на скв. № 503, а так же профиль пластовых давлений. Разность в пластовых давлениях в 30 атм. существует, как между пластами, "б", "в", "г", так и внутри пласта "в".

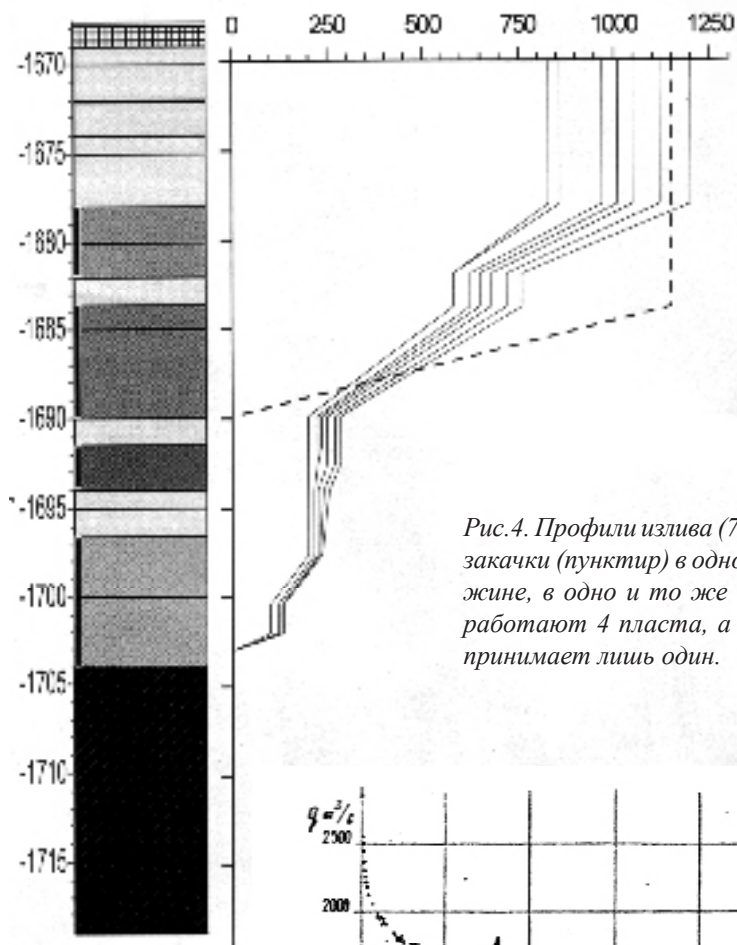


Рис.4. Профили излива (7 штук) и профиль закачки (пунктир) в одной и той же скважине, в одно и то же время. На изливе работают 4 пласта, а при закачке воду принимает лишь один.

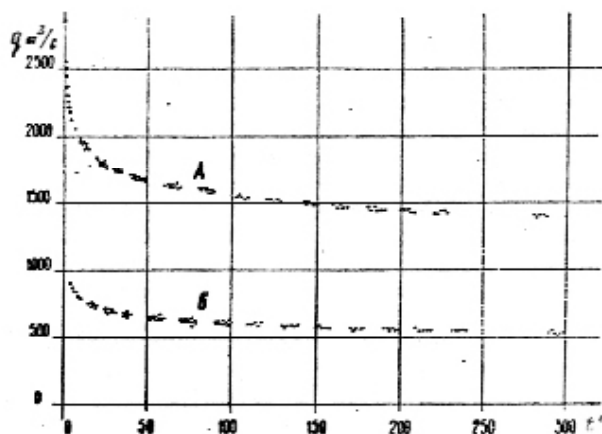


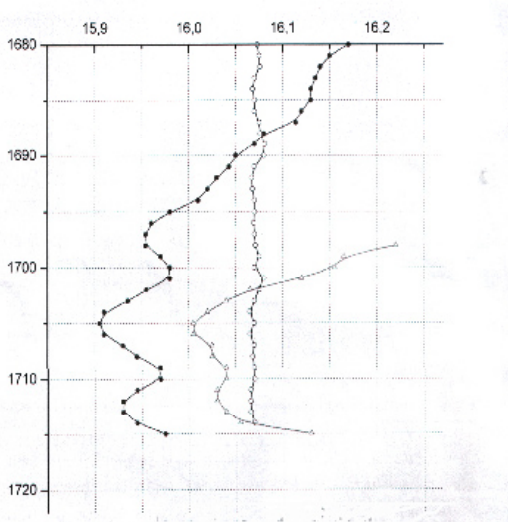
Рис.5. Метод определения фильтрационных характеристик в разрезе по пластам в отдельности. Кривая А-падение дебита после начала закачки для всей перфорированной толщины в скважине и скважины.

1. Стационарный режим включает в себя три вида. Режимы простоя, излива и закачки (нагнетания). Измеряются профили по вертикали пласта, дебиты излива и нагнетания жидкости, забойного и пластового давления по слоям вскрытых перфорацией в данной скважине. Температурные профили дают сведения о реально работающей толщине пласта, независимо от характера его вскрытия.

Исследования показали, что не все вскрытые пласты работают, а фильтрационные параметры пластов (приемистость и продуктивность) при изливе и нагнетании сильно отличаются друг от друга и нельзя пользоваться каким-то единым значением. Кроме того, эти два параметра очень сильно меняются при разных условиях эксплуатации одной и той же скважины.

Был разработан способ получения истинного $K_{\text{ооу}}^*$, невозмущенного значения продуктивности каждого пласта в разрезе и все виды его зависимости, т.е. изменения при разных режимах работы.

В качестве частичной иллюстрации особенностей стационарных режимов работы скважин на рис.2-7 приведены графики, суть которых ясна из подписей под ними.



Переходные процессы в пласте

У трех стационарных режимов пласта, существует шесть видов переходных процессов от одного к другому. Если при стационарных режимах измеряется лишь две величины — давление и дебит, и может быть определена лишь одна характеристика — коэффициент продуктивности, то при переходных к ним добавляется третья — время и могут быть найдены уже два параметра пласта. На рис.7 приведена трехуровневая система и все шесть возможных переходов между ними во времени. Два перехода: кривые восстановленные КВД на эксплуа-

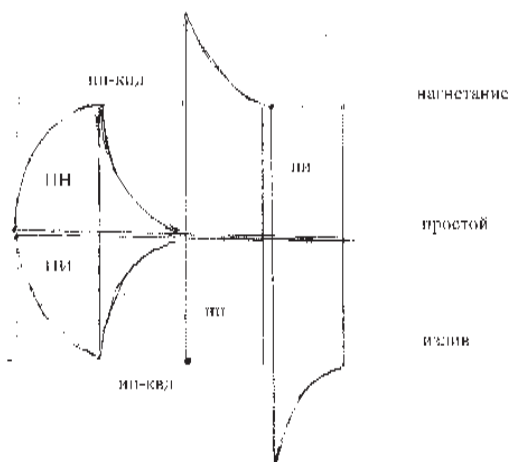


Рис. 7. Трехуровневая система и шесть возможных переходных процессов. Этот важный коэффициент гидродинамический коэффициент, размер которого зависит от величины начального градиента сдвига и депрессии-репрессии на пласт.

Измерения на одной и той же скважине всех шести переходных процессов дают резко отличные друг от друга фильтрационные характеристики пласта и скважины, говоря об их сложнейшей зависимости от происходящих в пласте процессов.

В качестве примера в таблице 1 приведены параметры, полученные на скважине №6209 Лениногорской площади Ромашкинского

N n/n	Параметры	Типы переходных процессов					
		Излив			Нагнетание		
		ПИ	ИП	ИН	ПН	НП	НИ
1.	Δp , атм.	69	54	111	41	15	100
2.	q , м ³ /с		380	450		70	120
3.	ε/g , см/сн.	76	70	515	2265	51	65
4.	$\ln(x/g_c^2)$,	0,18	0,4	-0,06	-2,08	1,1	0,4
5.	K м ³ /с·атм.	8,1	7	5,8	4,8	4,5	6,6

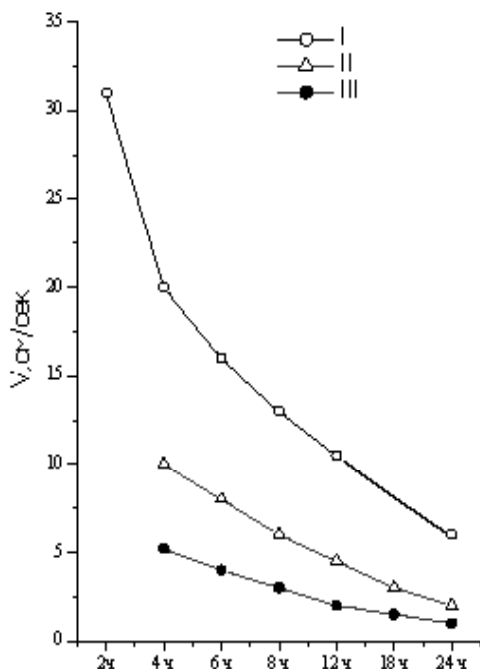
месторождения.

Волновые методы измерения и исследования

Если в пласт запускать два последовательных друг за другом переходных процесса в трех вариантах, то по пласту с определенной скоростью будут распространяться импульсы давления в радиальном направлении от возмущающей скважины. Их можно фиксировать в окружающих скважинах манометром. Более информативна периодическая последовательность импульсов, при которой в пласт загоняется весь спектр частот Фурье – фильтрационные волны давления (ФВД). Это особый вид продольных волн сжатия и разрежения, аналогичных звуковым, но скорости распространения которых, благодаря другому механизму передачи возмущения, на пять порядков ниже звуковых и составляют сантиметры в секунду.

В качестве примера на рис. 9 приведены скорости ФВД разных периодов, снятые на разных месторождениях и разных коллекторах. У ФВД появился еще один измеряемый параметр – период колебаний или частота, поэтому становится возможным определение уже не двух, как при переходных, а трех фильтрационных параметров пласта. Кроме того, появилась прямая возможность измерения скорости распространения ФВД, как частное от деления расстояния между возмущающей скважиной и скважиной-приемником, на время прохождения сигнала. Но главное преимущество ФВД в том, что они дают параметры пласта не в точке, как керн или по БКЗ, и не в окрестности скважины, как при переходных, а в межскважинном интервале, т.е. там, где протекают все главные процессы замещения одной жидкостью другой, т.е. процесс нефтеотдачи.

Возможных и реализуемых режимов пропуска ФВД – девять, по три на задающей и принимающей скважинах, и



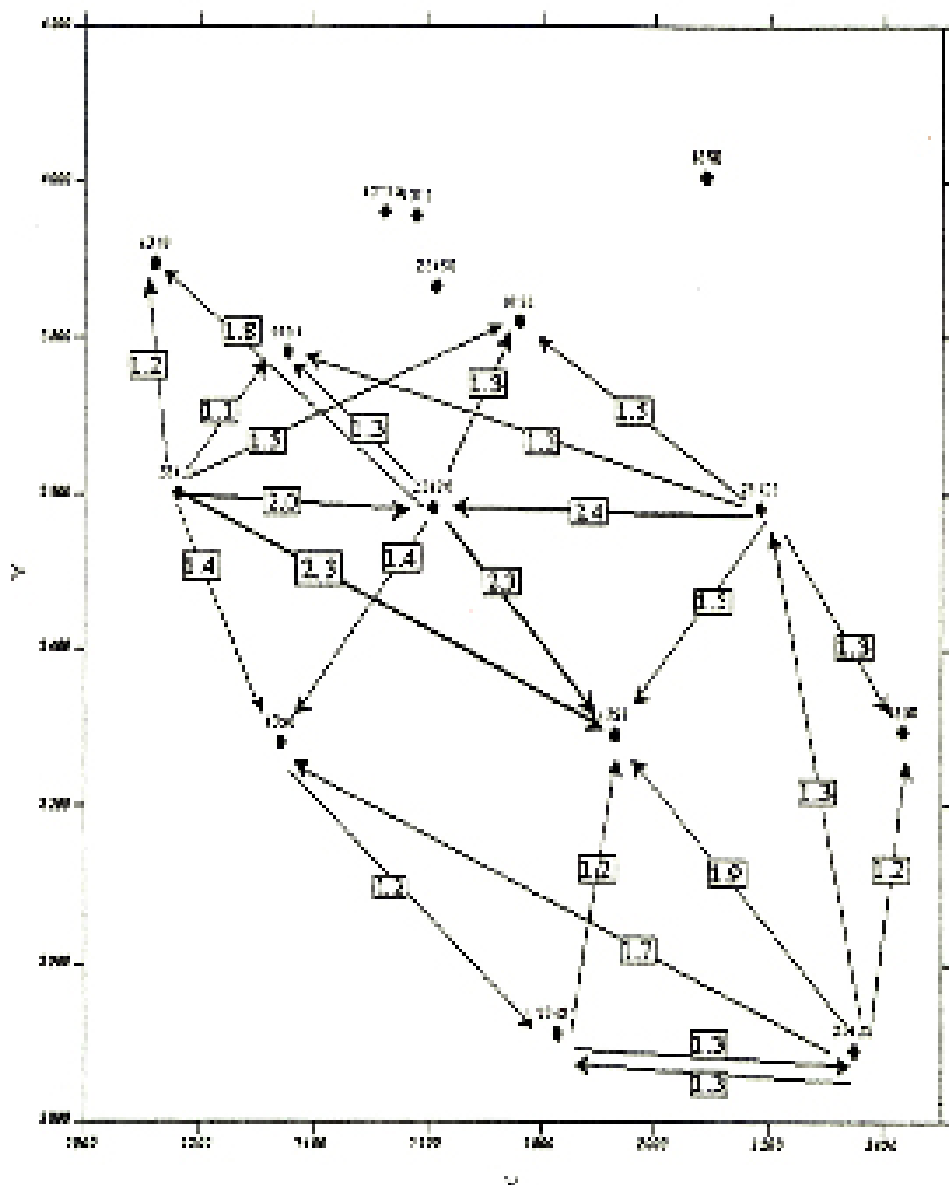


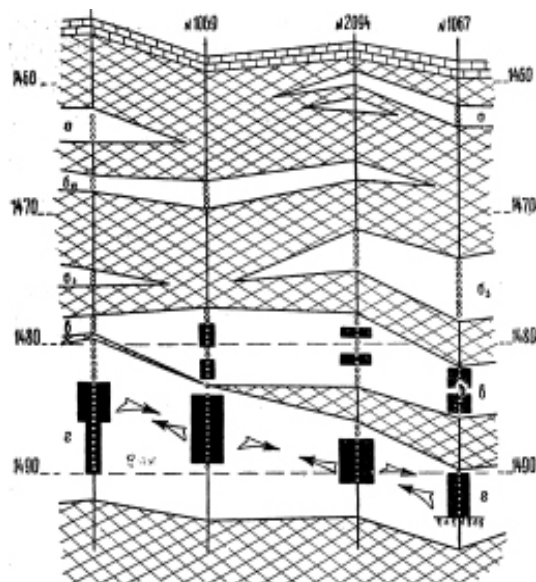
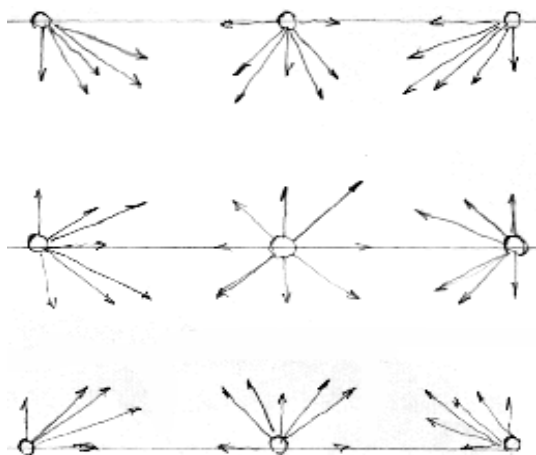
Рис.10. Скорости распространения ФВД с шестичастотным периодом между скважинами участка центральной Азнакаевской площади Ромашкинского месторождения в Татарстане.

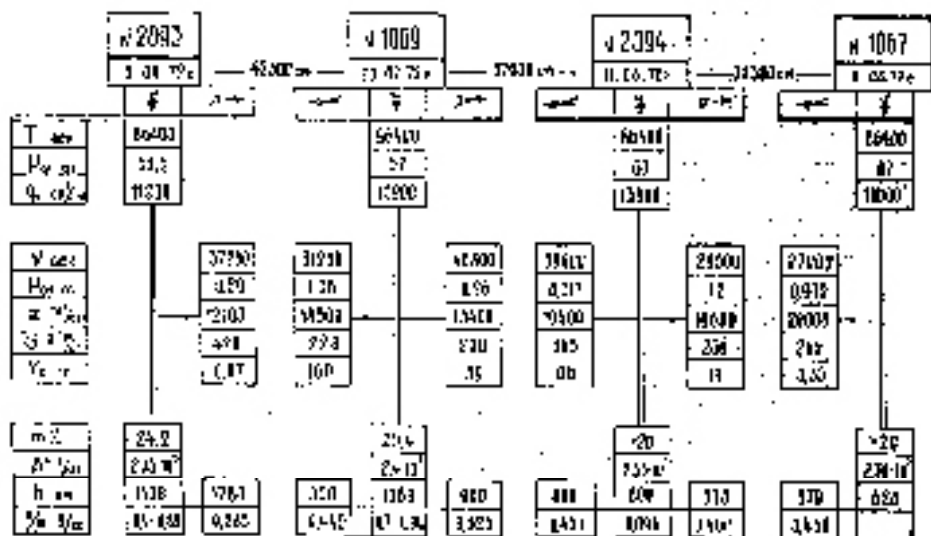
каждый из девяти режимов несет свою долю информации о работе пласта в разных условиях его эксплуатации.

На рис. 10 представлено поле скоростей на блоке скважин. На рис. 11 приведена девяти-точечная схема расстановки скважин и указаны 72 направления прозванивания пласта, что позволяет составить компьютерную программу гидродинамической томографии пласта. Пример комплекса замеров на одну нагнетательную скважину дан. на рис 12. На рис. 13 сводные данные ряда скважин, как с круговыми, так и с межинтервальными данными по слоям разреза эксплуатационного горизонта.

Все полученные данные и их зависимости от режима эксплуатации закладываются в гидродинамическую компьютерную модель пласта, по которой составляется проект доработки месторождения. Технология работает совместно с автоматизированной системой контроля и управления выработкой пласта (АСК-ВП) методом фильтрационных волн.

На разработку методик и проведение всесторонних исследований, как основного многопластового Ромашкинского месторождения, так и целого ряда других (Долина и Битков в Предкарпатье, Гнединцы и Ше-





балинка на Украине, Коробки Волгоградской области, Махачкалинское в Дагестане, Нефтяные Камни в Азербайджане, Газли и Газ-Ачак в средней Азии и др), ушло 35 лет. По 4 месяца в каждом году велись работы на промыслах силами от 5 до 10 исследовательских партий, вооруженных самой совершенной аппаратурой для исследования пластов и скважин.

На основании детального знания всех процессов протекающих в пласте при добыче нефти и умение управлять ими в нужных направлениях, и создана новая технология выработки пластов рабочим агентом с практически полным извлечением нефти из недр. К сожалению, на уже разрабатываемых месторождениях этого достичь нельзя из-за целого ряда необратимых процессов захоронения нефти, допущенных при эксплуатации на всех месторождениях мира по общепринятой схеме разработки месторождений. Как показывает практика, эта доля может достигать 30-70 % от геологических запасов. В качестве примера, для оценки необратимых потерь можно привести хорошо изученное Ромашкинское месторождение, на котором ежедневно теряется 10 тыс. тонн извлекаемой нефти из лучших пластов и расходуется во вред производству 200 тыс. киловатт часов электроэнергии.

Как образец, программа возрождения Ромашкинского месторождения опубликована в журнале "Георесурсы" № 1(4) за 2001 год.

Услуги по внедрению новой технологии оказывают, при долевом участии, фирмы "Татгеотех" и "Волна". Их реквизиты:

ТЕХНИКА И МЕТОДИКА
ЭКСПЕРИМЕНТА

Глава I

ДИСТАНЦИОННЫЙ МЕТОД ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА И СКВАЖИНЫ

§ 1. Общая схема дистанционных измерений и метод передачи сигнала из скважины на поверхность

На настоящем этапе развития нефтяной промышленности, при составлении проекта разработки какой-либо площади или всего месторождения в целом, в основу его эксплуатационных характеристик закладывают усредненные параметры нефтяного пласта. Необходимые данные получают по керновому материалу при электрометрии разведочных скважин и их пробной эксплуатации. В проекте скважина выступает, как определенная точка на плоскости с соответствующими конкретными значениями давления, температуры, дебита, обводненности и т.д. В соответствии с этим, в процессе эксплуатации, производится систематический замер этих точечных значений параметров скважин, по которым строятся карты изобар, отбора нефти, закачки воды и т.п. По этой отчетной документации производится затем анализ текущего состояния разработки.

За последние годы, наряду с замерами в установившемся режиме усредненных интегральных характеристик скважин: пластовых и забойных давлений, коэффициентов продуктивности, пьезопроводности и др., стали производиться исследования переходных процессов (изменение некоторых из этих параметров во времени при изменении режима работы скважин). К ним, в первую очередь, следует отнести гидропрослушивание и снятие кривых восстановления давления.

Кроме этого, требования практики, в частности для уникального Ромашкинского месторождения, заставили постепенно отказаться от заложенного в проекте двухмерного рассмотрения месторождения и привели к необходимости учитывать его третью вертикальную компоненту. Основной причиной послужила сложная, неоднородная вертикальная структура горизонта D_1 . В связи с этим в комплексе нефтепромысловых глубинных приборов, кроме манометров, термометров и прободоотборников, появились глубинные дебитомеры и расходомеры. Однако они пока еще по-прежнему основаны на принципах записи показаний на диаграммных бланках и поэтому дают отдельные точечные значения дебита нефти или расхода воды для отдельных пропластков.

Весь существующий комплекс нефтепромысловых глубинных приборов лишь фиксирует положение в скважине и не дает возможности изучать динамику явлений, происходящих в системе «скважина - пласт» в процессе ее эксплуатации.

Нефтяная промышленность, освоившая сложные виды искусственного воз-

действия на пласт, остро нуждается в специальном комплекте высокочувствительных, безинерционных, дистанционных приборов для всестороннего исследования и контроля за разработкой нефтяного месторождения.

Попытку геофизиков приспособить часть своих дистанционных приборов, таких как мостиковый термометр или малогабаритный прибор для радиоактивного каротажа, к измерениям в действующих скважинах, следует считать своего рода переходным процессом. К этой же категории можно отнести и передачу показаний забойного манометра по кабелю КОБД-4, расположенному в затрубном пространстве.

Как известно, дистанционное измерение геофизических параметров в скважине производится с помощью каротажных кабелей, обладающих высококачественной изоляцией, обеспечивающей неискаженную передачу амплитудно-модулированных сигналов от глубинных датчиков к наземной регистрирующей аппаратуре.

Высокие значения буферных давлений в нагнетательных и эксплуатационных скважинах, в значительной степени ограничивают допустимый диаметр измерительного кабеля, и тем самым качество его электрической изоляции. Положение еще больше осложняет химическая агрессивность газонефтяной среды. Все эти факторы накладывают ограничения на параметры кабеля и делают практически невозможной качественную передачу амплитудно-модулированного сигнала из скважины на поверхность.

Одним из наиболее эффективных способов, с помощью которого можно избавиться от влияния утечек при некачественной изоляции тракта связи, является передача информации путем частотной модуляции электромагнитных колебаний. Частота, как передаваемый параметр, зависит только от характеристик задающего генератора и не может быть изменена шумами, утечками и другими помехами в канале связи. В худшем случае сигнал может быть замаскирован высоким уровнем шумов, но не искажен.

Общий принцип дистанционных измерений с помощью частотно-модулированных колебаний заключается в преобразовании исследуемой характеристики скважины или пласта, в изменение одного из параметров контура электронного генератора, находящегося в глубинном приборе. Вызванный этим уход рабочей частоты генератора фиксируется в приемнике на поверхности как величина, функционально связанная с изучаемым параметром. Питание генератора и передача частотно-модулированного сигнала происходит по кабелю, связывающему глубинный прибор с приемной аппаратурой. Точность такой передачи является чрезвычайно высокой и ограничена, в основном, лишь нестабильностью в работе задающего генератора глубинного прибора. Многолетний опыт использования подобного метода передачи информации показывает, что неточности отсчета, зависящие от канала связи, не превышают 10^{-5} от измеряемой величины.

Общая блок-схема одного из вариантов частотного метода измерений дана на рис. 1, а внешний вид приемника сигналов на поверхности и глубинных приборов

приведены на фотографиях рис.2а и рис.2б. 1950 г.

В соответствии с общим принципом, измеряемый параметр, в качестве которого могут выступать давление, температура, скорость потока, его газо-

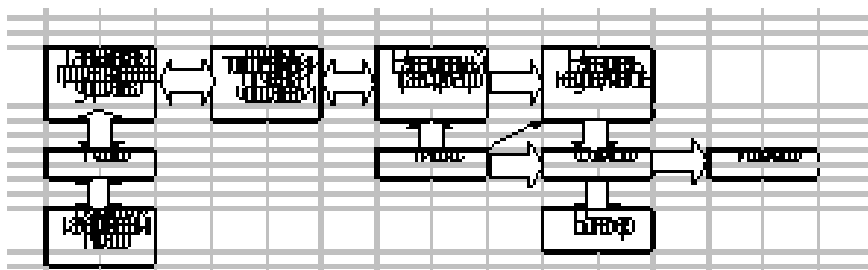


рис.1. Блок-схема метода электронных дистанционных измерений в скважине. насыщенность или обводненность, преобразуется в изменение емкости контура задающего генератора.

Вызванное этим уменьшение или увеличение рабочей частоты колебательного

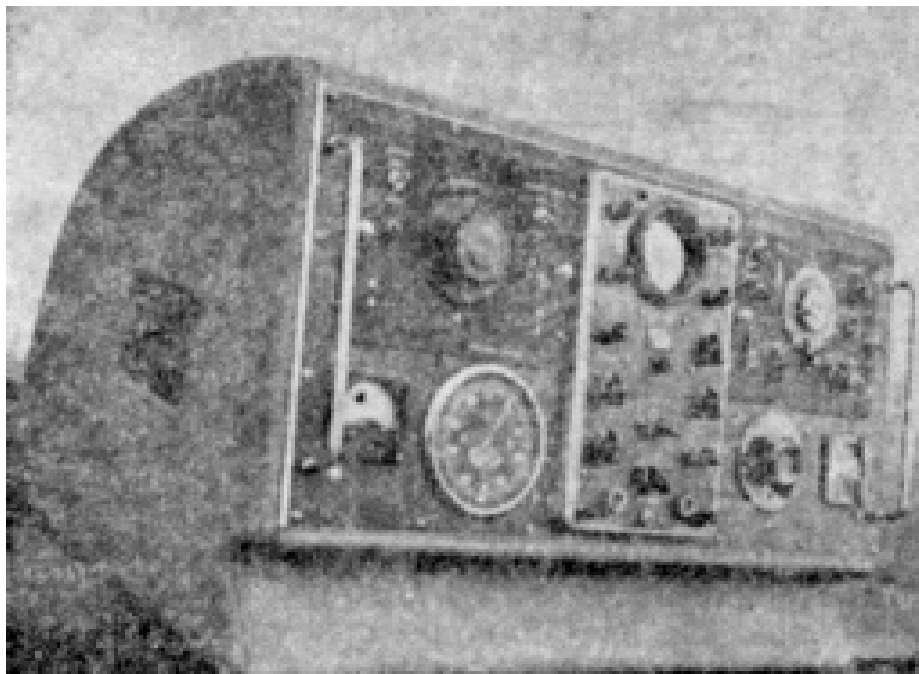
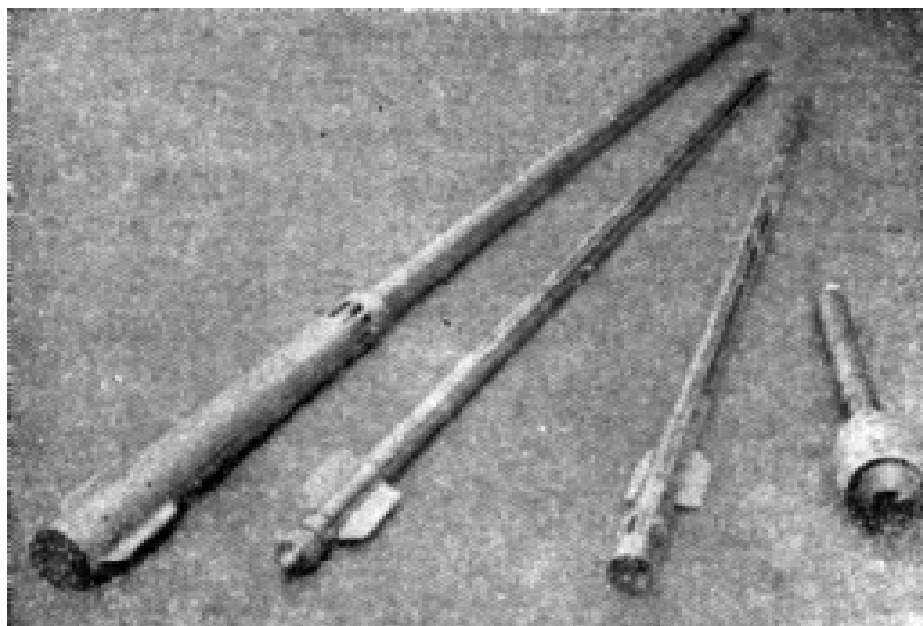


Рис.2а. Внешний вид приемника сигналов на поверхности.

котура передается по кабелю на вход усилителя высокой частоты в приемнике на поверхности. После усиления сигнал смешивается с одной из гармоник отдельного гетеродина, обладающего высокой точностью. В качестве последнего, как видно из фотографии, используется волномер типа 528. Разность между частотой сигнала и гетеродина подается на вход катодного осциллографа. При неполном детектировании и невысокой скорости развертки на его экране видна широкая светлая полоса от рабочей частоты, на ее краях четко фиксируется разность колебаний между рабочим сигналом и гетеродином. В момент равенства нулю частоты модуляции, шкала волномера показывает значение частоты задающего генератора, которая, как было сказано выше, пропорциональна измеряемому параметру.

Датчик-преобразователь является основной частью глубинного прибора, определяющий его свойства и назначение, в соответствии с чем, принцип действия и варианты конструкции преобразователей будут подробно изложены в последующих главах. Следует только отметить, что после того, как решен вопрос о выводе сигнала, измерение той или иной величины в скважине зависит исключительно от успешности конструкторского решения преобразователя – его чувствительности, коэффициента преобразования, компактности, инерционности и



помехоустойчивости. Естественно, что число преобразователей и их назначение будет расти вместе с потребностями исследовательской работы. В период с 1956 г. по 1962 г. было создано несколько различных вариантов приборов, причем в некоторых случаях пришлось отступить от общего частотного метода. Это было сделано с тем, чтобы использовать более простые конструкции датчиков и одножильный кабель.

Дальнейшие пути совершенствования частотного метода и конструкций комбинированных дистанционных приборов на одножильном кабеле описаны в работе А.Г.Шарагина [5].

В заключение этого параграфа следует отметить, что при измерениях в действующих нефтяных и нагнетательных скважинах из трех возможных способов передачи сигналов: амплитудного, время-импульсного и частотного, последний обладает наибольшими преимуществами. Это объясняется тем, что он не зависит от посторонних помех и утечек в канале связи, как амплитудный, и не накладывает ограничений на количество передаваемой информации как время-импульсный.

Частотный метод является универсальным и может использоваться как для глубинных измерений, так и для радиодистетчеризации и в геофизической практике. Использование нового метода, например в геофизических измерениях, не только значительно облегчит аппаратуру и упростит кабель, но и позволит применять, кроме обычных электрометрических [6], также и частотные методы каротажа. Суть последнего заключается в том, что при разнесенных пластинах контурного конденсатора генератора глубинного прибора будет фиксироваться, вместо электропроводности или собственного потенциала поляризации среды, разница диэлектрических проницаемостей углеводородов ($\epsilon \sim 2$), породы ($\epsilon \sim 4-16$) и воды ($\epsilon \sim 80$).

§ 2. Особенности работы кабеля при дистанционных измерениях в действующих нефтяных скважинах

Наиболее ответственной деталью дистанционного метода измерений является электрический кабель, так как именно он служит каналом связи для передачи показаний приборов из скважины на поверхность. Одновременно с этим он выполняет еще целый ряд функций [1]. С его помощью ведется спуск и подъем прибора [2]. По нему происходит энергетическое питание глубинных датчиков [3]. Наконец, он служит приводом для устройства, отсчитывающего глубину замера того или иного параметра. Все эти требования взаимно противоречивы. С одной стороны, он должен иметь малое омическое сопротивление и хорошую электрическую изоляцию, с другой – быть малогабаритным, гибким и прочным на разрыв. Не следует забывать при этом, что в нефтяных скважинах кабель работает при высоких переменных давлениях и температурах в условиях

агрессивной газо-нефтяной среды.

При частотном методе передачи показаний, когда в значительной мере снижены требования к электрическим параметрам кабеля, основные ограничения на конструкцию накладываются спускоподъемными операциями.

Силы, действующие на кабель и подвешенный на нем глубинный прибор, в какой-то произвольной точке вертикальной скважины с глубиной H , обусловлены, с одной стороны, весом прибора и кабеля, с другой – гидравлическим сопротивлением потока в узких трубах. Для того, чтобы прибор мог спускаться, равнодействующая всех сил должна быть больше нуля:

$$\sum_{i=1}^n F_i \geq 0 \quad (1.1)$$

Положительные силы F_1 и F_2 состоят из веса прибора G_n и веса кабеля:

$$F_1 = G_n \quad (1.2)$$

$$F_2 = \rho_k \cdot S_k \int_0^H dl \quad (1.3)$$

где: ρ_k и S_k – средняя плотность материала кабеля и его сечение, dl – элемент длины.

Силы воздействия потока на прибор и кабель более многочисленны. Во-первых, это группа сил, направленных всегда вверх, независимо от направления движения потока жидкости в скважине. В нее входят выталкивающая сила F_3 , равная произведению буферного давления P_6 на площадь поперечного сечения кабеля S_k :

$$F_3 = -P_6 \cdot S_k \quad (1.4)$$

и потери в весе прибора и кабеля за счет сил Архимеда:

$$F_4 = -\rho_H(H) L_n S_n \quad (1.5)$$

$$F_5 = -S_k \int_0^H \rho_H(H) dl$$

(1.6)

где: $\rho_H(H)$ – плотность потока жидкости в скважине, которая в общем случае зависит от глубины, L_n и S_n – длина и площадь поперечного сечения прибора.

Во-вторых, силы воздействия потока на прибор и кабель. Направление их определяется типом скважины. В эксплуатационных скважинах они направлены вверх, в нагнетательных – вниз

В их число входят си $F_7 = \pm 8\mu(H) U(H) r_T^2 \frac{S_k}{r_T^4 - r_k^4} \int_0^H dl$ давлений при течении потока в трубе коаксиально с внутренней трубой и введенным в нее прибором с кабелем [7]:

$$F_6 = \pm 8m(H) U(H) r_T^2 \frac{L_n S_n}{r_T^4 - r_n^4} \quad (1.7)$$

$$(1.8)$$

где: $\mu(H)$ – вязкость, зависящая от глубины (в случае газо-нефтяного потока), $U(H)$ – скорость потока жидкости, r_t , r_n и r_k – радиусы лифтовой трубы, прибора и кабеля.

Кроме того, силы, возникающие от неполной компенсации столбом нефти пластового давления:

$$F_8 = \pm(P_{заб} - P_6) \frac{L_n S_n}{H} \quad (1.9)$$

$$F_9 = \pm(P_{заб} - P_6) \frac{S_k}{H} \int_0^H H$$

$$(1.10)$$

Наконец, силы гидродинамического сопротивления потока для прибора и кабеля:

$$F_0 = \pm C_z r_H(H) \frac{U^2(H) \cdot S_n}{2} \quad (1.11)$$

$$F_1 \sim \pm \int_0^H L_z H$$

$$(1.12)$$

Величина C_z в свою очередь, зависит от формы тела, его расположения относительно потока, характера течения этого потока, сжимаемости и вязкости жидкости и отношения диаметров трубы и прибора, а L_z – еще и от скорости потока.

Приведенное уравнение (1.1) будет неполным, если не учесть еще одну группу сил, связанную с механическим трением прибора и кабеля на устье и о стенки труб в скважине:

$$F_L = \Lambda_p \quad (1.13)$$

Эти силы всегда направлены против движения прибора, то есть будут тормозить его перемещение при спуске и препятствовать подъему. Наличие парафиновых отложений в скважине, искривленность лифтовых труб могут сделать эту группу сил весьма значительной. В наклонных скважинах, где имеется значительное отступление от вертикального ствола, положение ещё более осложняется и силы трения выдвигаются на одно из первых мест.

В общем виде анализ уравнения (1.1) затруднен из-за невозможности точного определения значений его членов. Многолетняя практика показала, что в расчётах членами (1.7, 1.8, 1.9, 1.10) можно пренебречь ввиду их относительно малой величины по сравнению с другими. Выражение (1.11) накладывает ограничение на диаметр глубинного прибора. Для 2'' и 2,5'' лифтовых труб допустимым значением можно считать 25 и 35 мм соответственно. При больших значениях растет не только

сопротивление потока движению, но и резко нарушается динамика ее течения вблизи прибора, что приводит к искажению показаний датчиков-преобразователей. Длина приборов, а следовательно, и их вес (1.2), при фиксированном диаметре, лимитируются разумными размерами лубрикаторов и транспортабельностью приборов. В наиболее сложных случаях длина приборов вместе с грузом достигает 3 м, а вес 15-20 кг.

Перед спуском прибора в поток, когда он находится в лубрикаторе, заполненном газом, при буферном давлении P_0 и длине кабеля, равной нулю, можно пренебречь архимедовыми силами и записать:

$$G_n \geq P_0 \cdot S_k \quad (1.14)$$

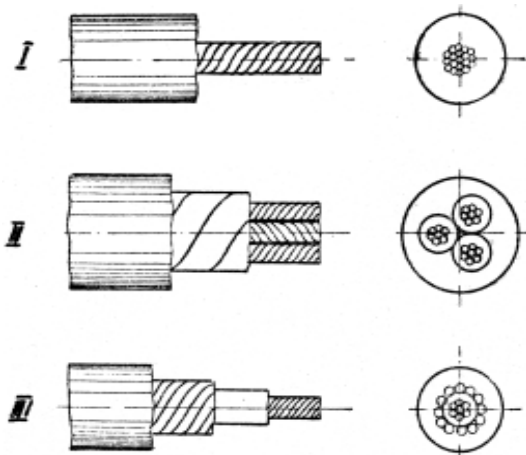
Отсюда, полагая, что буферное давление для скважины Ромашикинского месторождения редко превышает 100 атм., при принятых выше значениях веса можно найти верхний возможный предел диаметра кабеля. Как нетрудно видеть, он лежит около значения $d \approx 5$ мм.

Нижний предел для диаметра устанавливается последними двумя членами (1.12 и 1.13), запасом прочности у кабеля и необходимостью кроме токопроводящих сил иметь хоть какую-нибудь изоляцию. Практический опыт показывает, что кабели диаметром менее 3 мм, обладающие $\sum_{i=1}^n F_i \leq 0$ значительным запасом прочности для измерений на глубине до 2000 м. Из-за св. веса в скважинах с $Q > 200$ м/с и низким буферным давлением, такой кабель с членом (1.12) легко делается невесомым и выносится потоком вместе с прибором в верхнюю часть лифтовых труб.

Попутно следует заметить, что и для кабелей, с диаметрам 3-5 мм, все скважины делятся на две категории. В одной из них эффективный вес кабеля с прибором растет по мере спуска прибора. В другой, наоборот, увеличение плотности жидкости с ростом давления по мере приближения прибора к забою, все более компенсирует вес кабеля, и может наступить такой момент, когда:

$$(1.15)$$

В этом случае дальнейший спуск становится невозможным (проталкивание кабеля в сальник руками не дает результата, так как он тут же выдавливается снова). Попытка изменить режим работы скважины может дать различный результат, в зависимости от величины вклада членов (1.4, 1.6, 1.7, 1.11 и 1.12). Если буферное давление мало, то все определяется скоростью потока. Зажим дебита позволит спустить прибор ниже. Разжим скважины, наоборот, приведет к выбросу прибора, в верхнюю часть лифтовой колонны и, как правило, к гибели кабеля и засорению скважины. При остановке скважины с высоким буферным давлением член (1.4) может превысить все остальные и кабель может выбрасываться из сальника, в то время как при разжиге и уменьшении буферного давления можно добиться продолжения спуска прибора.



Конкретный пример – скважина № 2069 Ромашкинского месторождения. Дебит $Q \sim 280$ т/с, $P_6 = 3,2$ атм., $T_6 = 11,4^\circ \text{C}$ (измерения 24 и 27 июля 1959 г.) Дистанционный термометр весом в 7 кг на кабеле диаметром 5,2 мм, уравновесился потоком на глубине 120 м от устья. Увеличение его грузовой секции на 3 кг привело к спуску еще на 120 м. Так как измерялось распределение температуры потока по стволу скважины в установившемся режиме, дальнейшие измерения были прекращены, поскольку изменение дебита привело бы к нарушения температурного режима скважины. Подобные экспериментальные факты равенства нулю равнодействующей всех сил уравнения (1.15) можно использовать для оценки неизвестных

гидродинамических параметров кабеля и прибора, например, α_z или C_z .

Исходя из вышеприведенных рассуждений, были разработаны и испытаны несколько различных вариантов одно-, двух- и трехжильных кабелей с диаметрами, лежащими в пределах 3–5 мм. На рис. 3 приведены наиболее рациональные конструкции, изготовленные по заказу Казанского университета различными кабельными заводами страны.¹

1. Одножильный кабель в полихлорвиниловой шланговой изоляции. Токопроводящая жила повита из девятнадцати стальных луженных проволочек, диаметром 0,25 мм. Диаметр кабеля в изоляции 3,6 мм, усилие на разрыв 210–230 кг, вес одного метра 24 г. По своим характеристикам и эксплуатационным качествам подобный кабель может быть использован во всех тех случаях, когда для дистанционных измерений можно обойтись одной токопроводящей жилой.

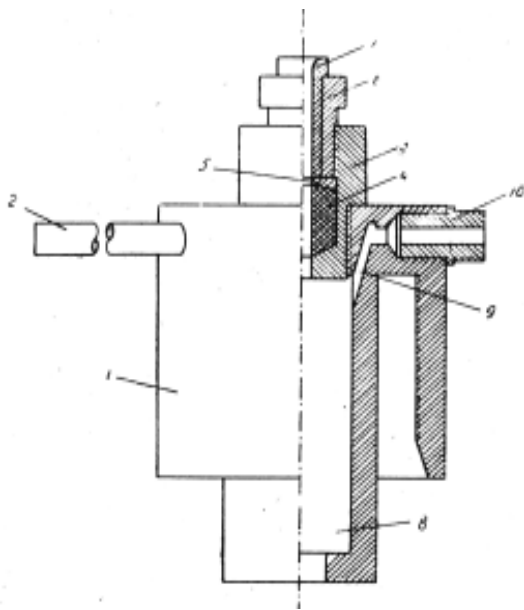
2. Трехжильный кабель в общем полихлорвиниловом шланге. Он состоит из трех стальных проводов марки ПВР, повитых с малым шагом, выпускаемых
¹Первые электронные дистанционные измерения в действующей нефтяной скважине были произведены в августе 1956 года с помощью кабеля, сплетенного руками двух проводов марки ПВР. ($d=2$ мм) Для пропуска кабеля в скважину с $P_6=11$ ат использовался вращающийся сальник сложной конструкции [1].

серийно. Диаметр проводов 2 мм, общего шланга – 5,2 мм; разрывное усилие 200-210 кг; вес одного метра 36 г. Омическое сопротивление токопроводящих жил 0,25 ом на метр.

3. Коаксиальный кабель марки КЭП-0,5 (кабель электронных приборов – усилие на разрыв 0,5 тонны). Центральная токопроводящая жила изготовлена из семи стальных луженых проволочек диаметром 0,25 мм. Обратный провод состоит из двенадцати стальных луженых проволочек, диаметром 0,5 мм, положенных поверх ленточной фторопластовой изоляции центральной жилы и х/б подушки. Вся конструкция заключена в хлорвиниловый шланг. Общий диаметр 4,1-4,5 мм. Вес одного метра 42,5 г. Усилие на разрыв более 500 кг. Были изготовлены и испытаны кабели КЭП-0,5 с медной центральной жилой и в хлорвиниловой, а не в фторопластовой изоляции. По своей прочности, диаметру и некоторым другим параметрам кабель КЭП-0,5 вполне подходит для использования его в комплекте с дистанционными измерительными приборами, требующими двухпроводного питания.

Нетрудно видеть, что во всех перечисленных конструкциях прочность кабеля на разрыв достигалась за счет использования стальных токопроводящих жил, в ущерб их электрическим параметрам. Использование хлорвиниловой изоляции позволило работать в условиях агрессивной газонефтяной смеси.

Многолетняя эксплуатация одного и того же куска кабеля II – типа (более 120 спусков в скважину) показала, что при достаточно осторожном обращении механическая прочность и электрическая изоляция его вполне достаточны для надежных измерений. Кабели II и III-го типа наряду с достоинствами обладают и некоторыми недостатками, уменьшающими их маневренность. К ним в первую



очередь относятся «кессонная болезнь» кабеля. Суть ее состоит в том, что попадая в газонефтяной поток, находящийся под высоким давлением, шланговая изоляция насыщается газом и нефтью, которые заполняют не только поры и трещины изоляции, но проникают и под шланг в воздушные пазухи кабеля. При выходе из сальника, резкий сброс давления до атмосферного приводит к расширению газа и вздутию кабеля. При повторном спуске требуется выдержка в несколько часов для полного разгазирования шланга.

Неплотное прилегание шланга и эластичность свежей хлорвиниловой изоляции приводит к другому осложнению – смещению шланга относительно сердечника при проходе кабеля через плотный сальник на устье скважины. Недосмотр может привести к обрыву шланга и заклиниванию кабеля в сальнике.

Практика работы с кабелем показала, что старение пластика со временем и спуски его в газонефтяной поток устраняют постепенно оба упомянутых недостатка. Поры и пазухи кабеля постепенно заполняются смолопарафиновой смесью, шланг частично теряет эластичность, становится жестким и гладким, свободно проходя через сальник в прямом и обратном направлениях. В этом же направлении действует и пониженная температура. При $T = -10^{\circ}\text{C}$ кабель вполне сохраняет свои эксплуатационные свойства. При более низких значениях температуры наружного воздуха кабель не испытывался. Верхний температурный предел хлорвиниловой изоляции лежит в районе $80-90^{\circ}\text{C}$.

При дистанционных измерениях, когда глубинные приборы питаются током относительно высокого напряжения (от 40 до 200 В), необходимы меры противопожарной безопасности. Электрический пробой кабеля и искрообразование между токопроводящими жилами и корпусом лифтовых труб внутри скважины никаких осложнений не вызывают, так как кислород в газонефтяном потоке отсутствует и образование взрывчатых смесей исключено. Единственным местом, где в случае пробоя может загореться факел, является выходное отверстие сальника. В связи с этим в конструкции обычного сальника предусмотрена текстолитовая втулка 7 и противопожарная камера 8. Последняя используется лишь в аварийных случаях, когда по тем или иным причинам факел из горящего газа на выходе сальника все же образовался. Заполнение камеры углекислым газом под давлением около 50 атм. от стандартного углекислотного огнетушителя ОУ-2 прекращает доступ попутного нефтяного газа и гасит факел.

В последних конструкциях головок лубрикаторов использовался двойной сальник. Нижний имел аварийное значение и работал как превентор при заклинивании шланга в верхнем устройстве, а полость между ними использовалась либо как противопожарная, либо как разгрузочная камера при высоких буферных давлениях.

Лебедка, токосъемники и отсчетное устройство принципиального интереса не представляют. Для устранения ошибок при определении глубины спуска прибора, связанных с растяжением кабеля, каждая конструкция калибровалась на одной и той же скважине №1735, где глубина забоя точно известна (1662 м).

После контрольного замера поправка вносилась в диаметр отсчетного ролика (в среднем 0,40 %).

§ 3. Генератор глубинного прибора и передача сигнала

Высокое омическое сопротивление стальных токопроводящих жил кабеля и наличие, как правило, лишь двух проводов накладывают жесткие условия на конструкцию электронного генератора глубинного прибора. Условия еще более усложняются, если учесть, что радиолампы и монтаж вписываются во внутренность трубы, внешний диаметр которой не может превышать 25-35 мм, а вводы проводов должны выдерживать давление до 250-300 атм. без разгерметизации прибора. Сосредоточенный монтаж ведет к напряженному тепловому режиму.

Принципиальная схема питания генератора по кабелю дана на рис.5. На поверхности к токопроводящим жилам кабеля 1 и 2 прикладывается такое напряжение, чтобы в цепи, состоящей из двух резисторов R_K , анодного балластного сопротивления R_a и сопротивления подогревателя лампы R_f , устанавливался ток I_f , необходимый для нормального питания подогревателя катода. Одновременно с этим падение напряжение на R_a должно обеспечивать устойчивую генерацию несущей частоты электромагнитных колебаний.

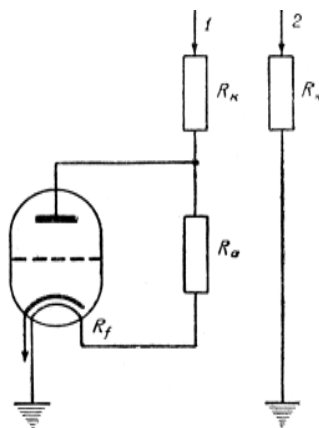
Конструктивные особенности датчиков-преобразователей и требования измерительного тракта обусловили выбор трехточечной схемы генератора (рис.6). Большое значение при этом имела и хорошая проникаемость этой схемы для высоких частот по цепи "анод-катод" [8].

Подбор оптимальной величины сеточной емкости C_g приводит к незначительному содержанию гармоник в анодном токе генератора и довольно высокой стабильности по частоте.

Для согласования колебательного контура и канала связи выбрана непосредственная связь анода лампы с кабелем с небольшим шунтированием на землю с помощью емкости C_f . Индуктивная связь, как показал опыт, приводит к паразитной модуляции частоты генератора за счет переменной емкости кабеля в лифтовой колонне.

Простым, надежным и механически наиболее легко выполняемым является емкостное управление частотой генератора. В связи с этим в контур электронного генератора введен переменный конденсатор C_m , управляемый датчиком-преобразователем (рис.6).

Рабочий монтаж схемы, учитывая сам при-

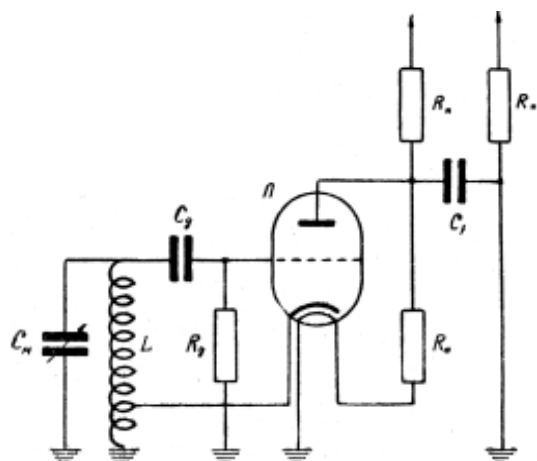


нции работы прибора, требует предельно возможной жесткости, ибо взаимное перемещение деталей эквивалентно изменению внутренней емкости генератора и может привести к уходу частоты. Наличие неустойчивости генератора уменьшает точность измерительных приборов. На рис. 7 в качестве примера приведен один из вариантов конструкции глубинного варикондового термометра.

Форма корпуса измерительных приборов, а следовательно, и последовательность расположения отдельных деталей, определяется геометрией лифтовых труб, характером газонефтяного потока и эксплуатационными особенностями скважины и прибора. Конструктивное решение корпуса прибора должно обеспечивать минимальное влияние прибора на режим скважины, его герметичность, надежный контакт датчика-преобразователя с газонефтяным потоком, удобный и простой внутренний монтаж и крепление центрирующего оперения. Естественно, что цилиндрическая форма более, чем какая-либо другая, удовлетворяет поставленным условиям.

Для измерения в лифтовой колонне приборы собирались в трубах с внешним диаметром 25 мм. Имея площадь поперечного сечения около 5 см², они перекрывают не более 15 % сечения потока в 2,5'' лифте и не сильно нарушают характер его течения в окрестностях датчика.

При создании забойного комплекта для изучения параметров нефтяного пла-

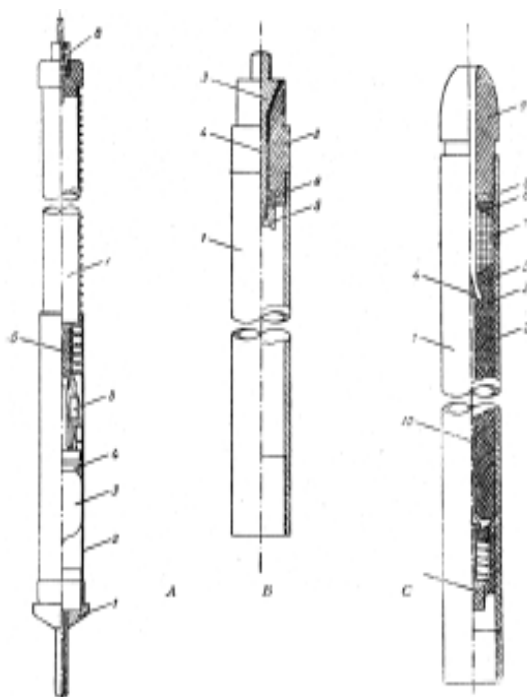


та, учитывая достаточно большие размеры обсадной колонны, был несколько увеличен и диаметр приборов ($d=32$ мм), что позволило усилить механическую прочность монтажа и несколько укоротить приборы при том же весе грузовой секции.

Принцип действия и метод питания глубинного генератора требуют, чтобы корпус прибора был изолирован от лифтовых труб. Это необходимо по нескольким причинам. Во-первых, для уничтожения помех импульсного характера, возникающих за счет разряда емкости с кабеля и корпуса прибора при соприкосновении прибора с лифтовой колонной. Во-вторых, для устранения паразитного дрейфа частоты генератора, связанного с рез-

ким возрастанием емкостных нагрузок в анодной цепи лампы в момент изменения контакта "труба-прибор". Наконец, чтобы ликвидировать помехи, возникающие при замыкании избыточного напряжения, имеющегося на корпусе за счет балластного анодного сопротивления, по отношению к лифтовым трубам. Текстолитовые или плексигласовые пластинки, изолирующие прибор от металлических труб скважин, служат одновременно и центрирующим оперением.

Рабочая частота генератора глубинного прибора определяется как компромисс между двумя прямо противоположными требованиями. Чувствительность прибора, точность показаний и диапазон его работы растут с повышением несущей частоты, в то время как надежность передачи информации и увеличение дальности передачи требуют ее понижения. Для исследовательских целей, когда используются предельные возможности прибора, рабочая частота генератора устанавливалась в диапазоне 275-500 кГц. В этом случае полезный сигнал с глубин 1800-2000 м был близок к уровню шумов при наибольшей амплитуде высокочастотных колебаний рабочего генератора (~ 10 В) и максимальной чувствительности приемника (~ 1 мВ). Для будущих приборов массового выпуска несущая частота будет несколько ниже.



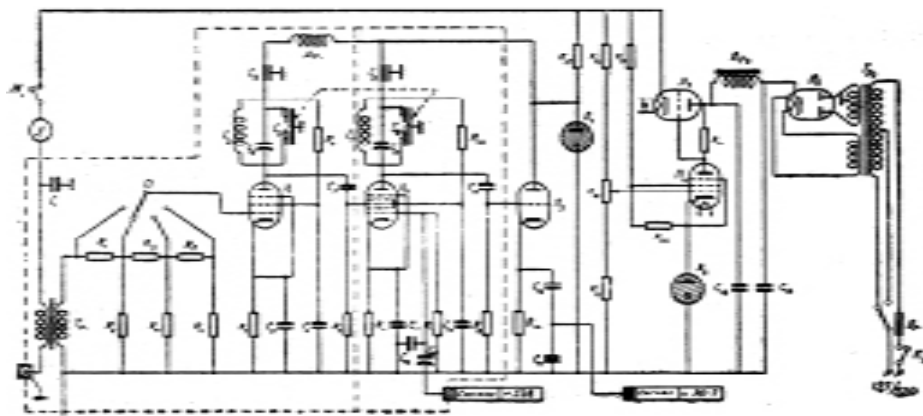
Верхний предел частоты рабочих генераторов определяет сильное затухание сигнала в канале связи, причем большее значение имеет не омическое, а волновое сопротивление кабеля. Так, например, ослабление несущей частоты почти одинаково в кабелях со стальной или медной центральными жилами. В то время как в нагнетательных скважинах, когда средой, окружающей кабель, является вода, затухание сигнала увеличивается почти вдвое по сравнению с нефтяными скважинами. Это объясняется тем, что высокочастотные колебания распространяются не только по кабелю, но и по коаксиальной линии, образованной кабелем и лифтовыми трубами, причем жидкость служит диэлектриком, заполняющим эту линию. Наглядным подтверждением сказанного может служить факт значительного повышения уровня сигнала на выходе приемника при подсоединении этой линии к его входу. Интересно отметить, что при движении глубинного прибора вниз или вверх по стволу скважины наблюдается периодическое ослабление и увеличение сигнала. Увеличение происходит в тот момент, когда в коаксиальной линии, состоящей из кабеля и лифтовых труб, устанавливается целое число полуволн $\lambda/2$ на отрезке от устья скважины, где линия короткозамкнута, до глубинного прибора. В этом случае линия выступает как настроенный резонатор с максимальной добротностью. Между этими точками, когда $H=(2n+1)\lambda/2$ ее добротность минимальна и поглощение сигнала наибольшее. Для коаксиального кабеля типа КЭП-0,5 этот эффект выражен значительно слабее. Его частотные характеристики определяются расстоянием между внутренней и внешней жилами, а затухание зависит от качества диэлектрика изолятора.

Испытание комплекта на максимальную чувствительность следует производить в скважине при спущенном кабеле. В том случае, когда кабель смотан на барабан лебедки, связь генератора с приемником идет через межвитковую емкость и индуктивность и не дает объективного представления о действительном затухании сигнала.

§ 4. Приемник сигналов на поверхности

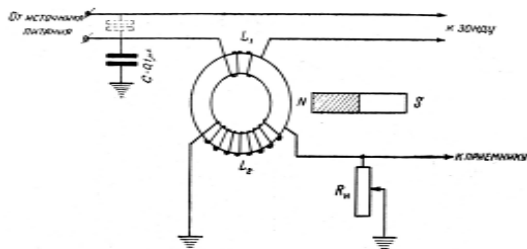
Как уже говорилось в предыдущем параграфе, частотно-модулированный сигнал от рабочего генератора глубинного прибора через кабель поступает в приемник на поверхности. Внешний вид приемника можно представить по рис.2, а электронная схема одного из промежуточных вариантов приведена на рис.8. В общую компоновку, как необходимые составные части, входят: разделительный трансформатор Tr_2 , усилитель высокой частоты, смеситель, индикатор сигнала и общий блок питания как наземного, так и глубинного устройства.

Трансформаторный вход приемника необходим не только для согласования волновых сопротивлений кабеля и приемника и недопущения ослабления высокочастотного сигнала, но и для разделения частотного тракта от постоянной составляющей тока, текущего по кабелю к глубинному прибору. Схема этой важной детали приведена на рис.9.



Согласующий и разделительный трансформатор выполнены на ферритовом тороиде. L_1 играет роль первичной обмотки повышающего трансформатора. Число витков в ней подбирается экспериментально в процессе регулировки системы применительно к комплексному волновому сопротивлению кабеля. Учитывается также подмагничивающее действие на сердечник постоянной составляющей питающего тока. Вторичная обмотка L_2 служит для съема высокочастотного сигнала. Она землится на корпус приемника. Второй конец обмотки нагружается на сопротивление R_H которым также возможна регулировка полного сопротивления трансформатора. В случае необходимости тонкая подстройка всего устройства производится с помощью приставного магнита за счет изменения магнитного потока в катушках индуктивностей.

После трансформатора тракт замыкается на высокой частоте емкостью C . Для этой цели она должна быть безындукционной и располагаться между проводами кабеля. На рис.9 такое расположение указано пунктиром. Однако, с точки зрения повышения величины полезного сигнала на входе, практически оказалось более выгодным, подсоединить ее между кабелем и реальной землей, т.е. корпусом лифтовых труб и использовать сигнал, идущий по коаксиальной линии "кабель – лифтовая труба".



С разделительного трансформатора через ступенчатый аттенюатор Π_1 (рис.8) сигнал

поступает на вход первого каскада усиления по высокой частоте, собранного в отдельном экране на лампе Π_1 . Лампа Π_2 , также тщательно экранированная, служит одновременно и вторым каскадом усилителя, и смесителем. Частота биений, с ее контура, через развязывающий катодный повторитель на лампе Π_3 , подается на вход осциллографа. В качестве гетеродина используется серийный волномер типа 528. Его высокая стабильность в работе и растянутая шкала, имеющая на диапазоне пять тысяч делений (с нониусом пятьдесят тысяч), позволяет производить определение частоты задающего генератора с любой необходимой точностью.

Для повышения чувствительности приемника полоса пропускания усилителя сделана достаточно узкой (~ 10 кГц). Поэтому в процессе измерений усилитель с помощью синхронизированных переменных емкостей в контурах 1-го и 2-го каскадов периодически подстраивается на частоту генератора глубинного прибора. Индикатором настройки служит ширина полосы несущей частоты на экране индикатора.

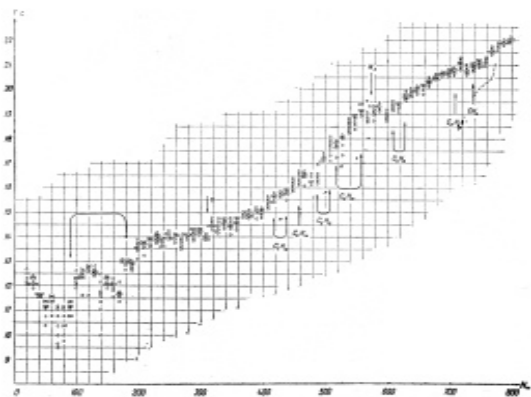
Использование осциллографа, а не обычных наушников в качестве нуль-индикатора при сравнении двух частот, вызвано удобством наблюдения. В высокоскоростных скважинах с большой скоростью потока, при значительных флуктуациях измеряемого параметра, происходят очень быстрые изменения частоты биений. Безинерционные приборы мгновенно передают на поверхность эти изменения, создавая целый спектр колебаний. Визуально разобраться в этом спектре значительно легче, чем на слух. Немаловажное значение имеет и возможность непрерывно наблюдать за несущей частотой и контролировать тем самым работу задающего генератора.

Питание приемника и глубинного прибора в первых вариантах производилось

от обычного электронного стабилизатора напряжения (правая часть на рис.8). В последних конструкциях он заменен более эффективным стабилизатором тока.

§ 5. Замечания по методике дистанционных измерений в скважинах

Основным достоинством дистанционного метода измерений является возможность непрерывного наблюдения за изменением того или иного параметра как по глубине скважины,



так и во времени. Это преимущество дает возможность не только повышать точность измерений, фиксируя наиболее вероятное значение путем многократного повторения, но и изучать процессы, происходящие в потоке на различных глубинах скважины при различных внешних условиях.

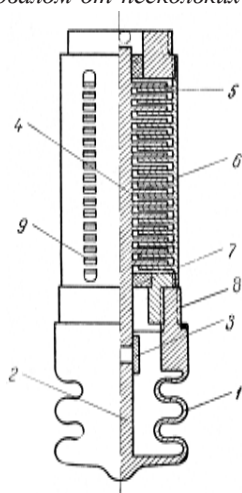
Дистанционный метод, кроме того, позволяет нацупывать отдельные особые точки скважины и потока, такие как изменение диаметра колонны, воронку на ее конце, начало притока нефти в скважину, отдельные перфорации, зеркало воды на забое или в лифте, начало выделения попутного газа и многое другое. Наблюдение за ними во времени или при изменении режима работы скважины расширяют возможности исследования и получения дополнительной информации. Однако необходимость непрерывного внесения поправок в процессе измерения, подбор и подгон нужного для исследования режима непосредственно по показаниям приборов, сложность самой электронной схемы требует высокой квалификации оператора.

Первая же серия замеров, сделанных с помощью электронных дистанционных приборов, показала, что все параметры потока нестабильны. Они непрерывно флуктуируют во времени в пределах некоторой полосы значений, ширина которой может быть различной и зависит от многих факторов. К подобным факторам в первую очередь необходимо отнести инерционность и чувствительность датчиков-преобразователей. Об этих свойствах тех или иных конструкций речь будет идти в последующих главах. Здесь же, в качестве примера, можно привести лишь кривую распределения температуры по стволу скважины, снятую варикондовым термометром с очень малым временем прогрева датчика (рис. 10). Как видно, для каждого интервала по глубине имеет место несколько значений температуры потока, причем это не многократное наложение показаний на разных спусках, а изменения, зафиксированные при одном и том же положении прибора в скважине во времени. Прибор висел неподвижно, обтекаемый потоком, а значения температуры фиксировались через каждые 10 секунд. Это, по-видимому, один из наиболее простых способов определения не только средней величины исследуемого параметра, но и ширины полосы значений, которые он может принимать в потоке на данной глубине без изменения режима работы скважины. Впоследствии этот метод снятия показаний стал основным. Однако для ускорения замеров и исключения случайных нехарактерных значений была увеличена инерционность датчиков, чтобы они сами усредняли показания и выдавали значения, близкие к средним. У термометра для этого пришлось увеличить толщину защитного экрана, а у измерителя газо- и водонасыщенности – длину протонной части конденсатора, чтобы он захватывал одновременно 40-60 см по длине потока. Время исследования потока в данном сечении значительно сократилось, но все же осталось значительным.

Определение крайних значений полосы флуктуаций параметра и его наиболее вероятной величины можно вести двумя методами. В малобитных скважинах или на участках со скоростью потока до 40-50 см/с, вращая шкалу волномера,

можно следить во времени за изменениями параметра и через определяемые интервалы записывать показания. При большей скорости потока этот метод не применим, так как невозможно уследить за быстро сменяющимися картинками на экране осциллографа. В этом случае на лимбе волномера ставится какое-либо определенное значение и на экране можно наблюдать, встречается ли это значение в потоке и как часто повторяется. Меняя частоту по обе стороны от начальной точки, находят краевые значения, которые почти не встречаются в данном сечении потока.

Этим способом можно установить не только небольшие местные флуктуации потока, но и более длительные. При изучении газо- и водонасыщенности потока выяснилось, что за счет проскальзывания газа или, наоборот, отставания от потока глобул воды, наблюдается периодическое движение газо- и водонасыщенных участков с интервалом от нескольких минут до часа и более. Определять полосу значений



описанным выше способом очень долго, и она не будет характеризовать реальной картины потока. В этом случае показания приборов снимались при возможно более быстром спуске приборов. Ширина полосы в отдельном интервале получалась более узкой, но зато выяснялась картина распределения газо- и водонасыщенности по длине потока, которую с небольшой натяжкой можно принять за мгновенное распределение параметра вдоль лифтовой колонны или забоя скважины.

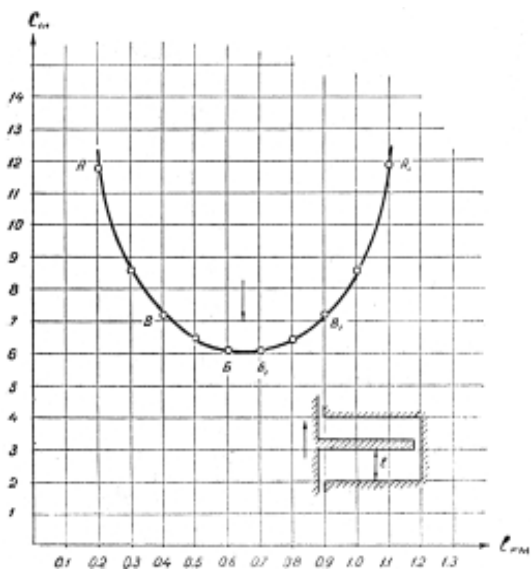
Как любая электронная аппаратура, дистанционные приборы перед измерениями требуют некоторого времени на прогрев и установление термического режима. В разработанном варианте показания становились устойчивыми примерно через 10-15 минут после введения глубинного прибора в поток и его включения. Там, где это необходимо, разница в температурах по стволу скважины учитывалась при калибровке приборов.

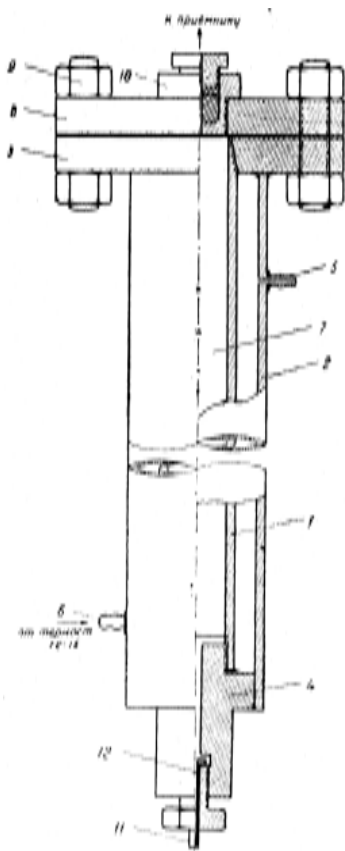
МАНОМЕТРЫ

§ 6. Широкодиапазонный глубинный дистанционный манометр

Давление является основным параметром, с помощью которого в настоящее время ведется контроль за разработкой месторождения. На нефтепромыслах осуществляется систематический замер забойных и пластовых давлений в скважинах, по которым строятся текущие карты изобар, дающие основной материал для анализа энергетического баланса пласта, влияния закачиваемой воды, характера отбора нефти и т.п. Кривые восстановления давления определяют интегральное значение пьезопроводности бассейна данной скважины, характеризуя фильтрационные свойства пласта. Наконец, изменения давления на забоях регистрирующих и пьезометрических скважинах при гидропрослушивании или просто в процессе эксплуатации, дают ценные сведения о взаимосвязи скважин и пластов. В настоящее время манометры различных конструкций являются самыми распространенными глубинными измерительными приборами в нефтепромысловой практике [9-16].

Новые задачи разработки нефтяных месторождений требуют дальнейшего повышения точности, чувствительности, маневренности приборов и особенно увеличения времени пребывания их в скважине, то есть перехода к дистанционным методам измерений. Принципы действия различных датчиков для преобразования давления в электрические параметры довольно хорошо освещены в литературе [17-19], поэтому не возникло особых затруднений при переводе давления в изменение емкости контура задающего генератора. В качестве датчика-преобразователя была выбрана пара: толстостенный сильфон и динамическая





емкость. Их схематическое изображение дано на рис. 11.

Внешнее давление, сжимаемая толстостенный сильфон 1, через шток 2 и изолирующую муфту 3, передает усилие аксиального сжатия на подвижные (роторные) пластины конденсатора 4. Статорные пластины 5 неподвижно скреплены с основанием корпуса сильфона 6. Таким образом статор конденсатора заземлен на корпус прибора, а ротор подвешен на изоляторах 3 и 7. Резьба 8 служит для соединения с корпусом прибора. Технологически ротор выполнен, как единое целое, а статор набран из отдельных дисков, укрепленных в общем цилиндре через окна 9. К верхней части датчика крепится монтаж электрической части манометра.

Зависимость величины емкости конденсатора C от смещения роторной пластины приведена на рис. 12. Как видно из графика, изменение емкости динамического конденсатора нелинейно связано со смещением пластин. В тот момент, когда пластины ротора находятся на равных расстояниях от пары соседних статорных пластин, емкость конденсатора минимальна. Изменение в ту или другую сторону приводит к зеркальному повторению изменения емкости. Рабочий участок конденсатора выбирается в пределах отрезка AB или A_1B_1 , в зависимости от того, при малых или больших давлениях требуется большая точность отсчета.

Сам толстостенный сильфон изготавливается из углеродистой стали, с последующей закалкой. Толщина стенок, а следовательно и величина деформации сильфона под действием давления подбирается экспериментально с таким расчетом, чтобы она была пропорциональна давлению металла. Для уменьшения температурного влияния шток сильфона изготавливается из материала, который не подвергается изменению емкости с минимумом чувстви-

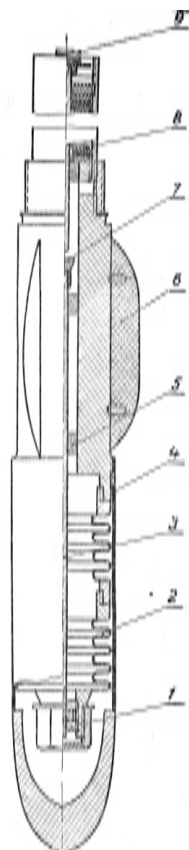
тельности в центре шкалы.

Так как показания сильфонного манометра зависят от относительного расположения деталей внутри прибора, геометрии монтажа и внутреннего давления в корпусе манометра, то для получения высокой точности, при градуировке необходимо учитывать температурные условия, в которых будет работать прибор. Широкодиапазонный вариант был сделан для изучения распределения давления в газонефтяном потоке по стволу скважины, поэтому его калибровка производилась в специальной бомбе с двойными стенками, внутренняя камера которой имела температуру, пропорциональную давлению (рис.13).

Чувствительность широкодиапазонного манометра переменна по шкале и лежит в пределах 0,1-0,05 % от верхнего предела. Точность измерений несколько ниже и зависит от условий калибровки и гистерезиса системы.

§ 7. Узко-диапазонный забойный и устьевой манометры

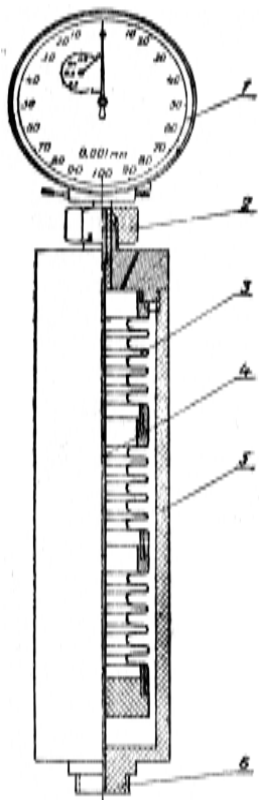
В конструкции датчика-преобразователя широкодиапазонного прибора, описанного в предыдущем параграфе, ротор динамической емкости был жестко связан с подвижным концом сильфона. Весь расчетный ресурс движения Δl , как функция изменения давления ΔP , был ограничен половиной расстояния между статорными и роторными пластинами. Это соответствовало полной шкале измеряемых давлений от нуля до максимальной величины и занимало весь перекрываемый диапазон изменения частоты генератора. При самом тщательном выполнении в цилиндрическом варианте, ограниченном диаметром глубинного прибора, не удается получить соотношения конечной и



начальной емкостей $\frac{C_{\max}}{C_0}$, больше чем 1,7-1,8 (соотношение по частоте 1-0,7). Производная $\frac{dI}{dP}$ получается небольшой.

Как уже указывалось, механическое перемещение ротора меняет величину

емкости по $\frac{\Delta C}{C}$ — наибольшей величина $\frac{\Delta C}{C}$ достигается при значениях, близких к $C_{\max}$. В узком диапазоне очень малые перемещения роторных пластин вызывают основной прирост емкости. Эта особенность и была положена в основу высокочувствительного узко-диапазонного манометра (рис. 14, 15).



Основу их датчиков преобразователей составляет сдвоенный или строенный блок сильфонов, осадка которого доведена до 40-50 микрон на 1 атмосферу. Подвижная часть этого блока 2 соединяется с ротором емкости 8 только после достижения заданной величины давления. При этом емкость работает только в интервале, близком к $C_{\max}$. Градуировка прибора в нужном диапазоне давлений производится с помощью лабораторных образцовых или поршневых манометров. Если это глубинный прибор, предназначенный для определения малых изменений давления на забое скважин, то регулятором диапазонов 1, манометр подстраивается в область предполагаемых забойных давлений. В скважине, по мере спуска прибора, давление сжимает блок сильфонов и уменьшает зазор между штоком и ротором динамического конденсатора. После того, как в системе “сильфон-емкость” будет выбран холостой ход, подвижная часть конденсатора получит возможность следовать за подвижной частью сильфонов. В соответствии с этим начнет изменяться частота задающего генератора глубинного

прибора. Возврат ротора обеспечивается пружиной 9. Для более плавной работы

всего механизма ось ротора вставлена в фторопластовые подшипники, обладающие очень малым коэффициентом трения.

Дальнейшая методика измерений может быть двоякой. Если нет необходимости в высокой абсолютной точности кривой восстановления давления или амплитуды пришедшего сигнала при гидропрослушивании, то после закрытия скважины производится обычное снятие показаний волномера приемника при росте давления. Прибор в это время висит на одном и том же уровне в скважине.

Для повышения относительной и абсолютной точности измерений забойный манометр используется как “нуль-индикатор” в самой чувствительной своей части, близ $C_{\max}$, т.е. в точке начала работы прибора, после выбора холостого хода. При изменении давления в ту или другую сторону в зависимости от особенности эксперимента, прибор соответственно поднимается или опускается для получения прежнего начального значения частоты. Шкалой отсчета в этом случае служит мерный ролик на поверхности, показывающий, на какую величину поднят или опущен прибор для компенсации изменившегося давления на забое скважины. Так как одной атмосфере соответствует 12,6–13 метров столба нефти в однофазном потоке скважины, а отсчет можно производить с точностью до нескольких сантиметров, то этим методом свободно можно измерять тысячные доли атмосферы. Чем меньше диапазон изменения давления, тем выше точность, так как движение прибора ограничивается небольшой областью, где температура потока будет изменяться слабо.

Устьевой манометр (рис.15), предназначенный для приема волн давления на устье скважины, в принципе ничем не отличается от забойного варианта. Отпадает лишь необходимость в трансформации сигнала в канале связи. Измерение сжатия сильфонов производится непосредственно микрометром часового типа.

В настоящее время созданы, но не прошли еще промысловых испытаний, более точные устьевые манометры на ином принципе работы и с автоматической записью показаний.

ДИСТАНЦИОННЫЕ ТЕРМОМЕТРЫ

§ 8. Промысловые термометры

Температура, так же, как и давление, определяет термодинамические условия системы и является важнейшей характеристикой нефтяного пласта и скважины. К сожалению, в условиях нефтепромысловой практики, температурные измерения, в отличие от измерений давления, не получили широкого развития. Достаточно отметить, что даже в условиях внутриконтурного заводнения температурной службы пласта не ведется.

Немногочисленные измерения температуры продуктивного горизонта или ее распределения по стволу действующей скважины на нефтепромыслах производятся термометрами нескольких типов. Наиболее широко распространены максимальные ртутные термометры. Специальные исследования ведутся глубинными приборами типа ТГГ-1, ТГБ-2 или поршневого типа [10,14]. Кроме них, после того как был поднят вопрос о температурном режиме месторождения [1,2], геофизики стали использовать малогабаритные мостиковые термометры, опускаемые на одножильном кабеле КОБД-4 [20].

Точность измерений, получаемая с помощью этих термометров, недостаточна для надежного контроля за температурой пласта в процессе его эксплуатации. Чтобы убедиться в этом, можно обратиться к картам изотерм Ромашкинского месторождения, которые в период 1959-1960 гг. регулярно составлялись НПУ на каждый квартал. Для одних и тех же скважин, в одни и те же сроки замера разница в показаниях ртутных максимальных термометров и данных геофизиков может достигать 6-9⁰С. Например, скважина № 3548 Зай-Каратаевской площади, по промысловым данным, имеет температуру забоя 38⁰С, а по измерениям геофизиков – 47,5⁰С. Такое большое расхождение обусловлено противоположными по знаку систематическими ошибками приборов различных типов.

Вполне очевидно, что максимальные ртутные термометры всегда будут давать заниженные показания по сравнению с истинными температурами. Связано это с особенностью измерений, проводимых на большой глубине. Максимальная высота подъема столбика ртути в термометре наблюдается в самой нижней части скважины, на ее забое. Однако для того, чтобы этот подъем был зафиксирован, прибор необходимо извлечь на поверхность. Почти за двухкилометровый путь корпус глубинного прибора неоднократно испытывает толчки и удары о стенки лифтовых труб, что неизбежно приводит к встряхиванию ртутного столбика. Величина снижения уровня ртути в капилляре зависит, таким образом, от многих случайных причин, в том числе от опытности оператора, поднимающего прибор на поверхность. Анализ промысловых данных и сопоставление их с точными данными по температуре пластов показывают,

что эта ошибка в среднем составляет величину около 3°C .

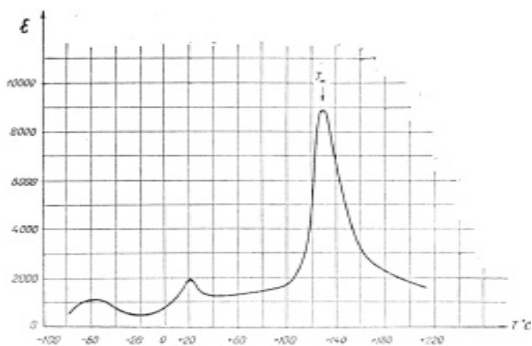
Для некоторого повышения точности замеров максимальными термометрами, кроме лучшей их амортизации, можно рекомендовать использование двух термометров в одной камере. Один из этих термометров расположен нормально, а другой перевернут. В этом случае при ударах столбики ртути будут значительно ближе к истинной температуре, чем при измерении одним прибором.

Плюсовая ошибка мостиковых термометров обусловлена включением в измерительное плечо, кроме датчика, еще и кабеля, на котором производится спуск прибора в скважину. При работе с низкоомным термодатчиком, ошибки, вносимые кабелем, особенно сильно заметны. У высокоомного датчика свои недостатки: большие утечки и неизбежное влияние электризации кабеля в скважине.

Так как ошибки мостикового термометра свойственны всем амплитудным измерениям, то их стоит разобрать подробнее. Кабель, как канал связи, включенный в измерительное плечо, влияет на измерения по нескольким причинам. Первая, состоит в нагреве кабеля при его спуске в скважину в соответствии с распределением температуры потока или горных пород. Нагрев токопроводящих жил приводит к увеличению их омического сопротивления. А так как сопротивление кабеля и датчика включены в одно плечо, то это явление завышает показания, и если оно не учтено при калибровке, то снижает точность измерений.

Второй причиной является растяжение кабеля под нагрузкой – так называемый тензо-эффект. По мере спуска в скважину, вес прибора и кабеля вызывает некоторое растяжение токопроводящих жил, что аналогично влиянию температуры, приводит к увеличению омического сопротивления измерительного плеча и соответствующему завышению показаний. Введение поправок затруднено, так как почти нет никакой возможности учесть трение и особенности взаимодействия кабеля и потока.

Третья причина погрешностей свойственна только кабелям типа КОБД-4, имеющим неизолированную оголенную наружную токопроводящую броню. Перед измерением кабель смотан на барабане лебедки и внешняя жила его коротко замкнута по виткам. По мере спуска кабель сматывается с лебедки, увеличивая общее омическое сопротивление измерительного плеча. Кроме этого, в скважине кабель в той или иной степени касается стенок



лифтовых труб, омическое сопротивление которых не превышает долей ома. Это означает, что параллельно возрастающему сопротивлению внешней жилы без всякой закономерности то подключается, то отключается проводник с бесконечно большой проводимостью, нарушая общий баланс моста.

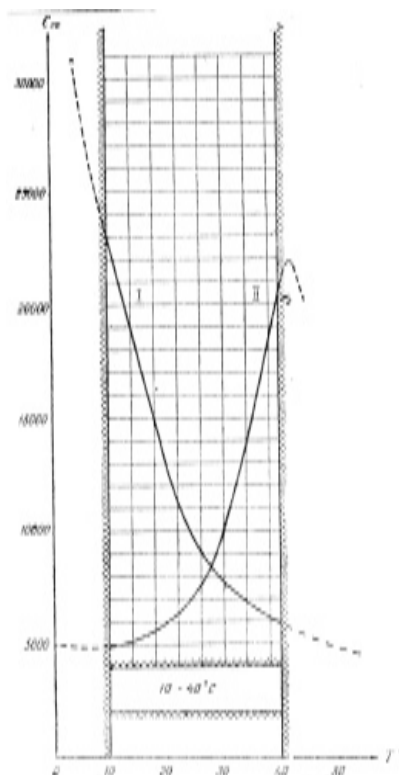
Наконец, как уже говорилось, нельзя не учитывать, несовершенства изоляции и появления токов утечки, а также электризацию кабеля от трения в потоке.

Перечисленные причины не ставят непреодолимых препятствий, но должны учитываться при точных измерениях.

Обычные, недистанционные, геликсовые, поршневые, биметаллические и другие

типы глубинных термометров [14] имеют невысокий класс точности и в силу самого принципа действия дают недостаточное количество информации о такой сложной в тепловом отношении системы, как нефтяной пласт и скважина.

Теория и практика промысловых температурных измерений показывают, что для изучения тепловых процессов, происходящих на забое скважины в зоне притока и вдоль по вертикальному стволу в потоке, необходим малоинерционный дистанционный прибор высокой чувствительности. Для контроля же за температурой пласта в процессе эксплуатации требуется термометр большой точности и высокой воспроизводимости показаний во времени. В последнем случае показания не должны зависеть от канала связи и от калибровки прибора.



§ 9. Высокочувствительный дистанционный термометр с малой температурной инерцией

Современная измерительная техника располагает очень большим выбором средств для измерения температур. Изменение объемов среды, ее электросопротивления, возникновение термо ЭДС или вообще любое изменение свойств газа, жидкости или твердого тела под действием температуры, может в принципе служить основой датчика

для ее измерения. Затруднения вызывают лишь величина зависимости и способ фиксации показаний, а для дистанционных измерений еще и способ трансформации зависимости в соответствующий вид сигнала в канале связи.

При выбранной частотно-модулированной системе передачи показаний и емкостном управлении рабочей частотой контура электронного генератора наиболее простым термопараметром является температурный коэффициент диэлектрической проницаемости вещества TK_ϵ . Наибольшая величина TK_ϵ наблюдается у сегнетозлектриков вблизи точки Кюри [21-22].

На рис.16 дана зависимость диэлектрической проницаемости от температуры для классического представителя сегнетозлектриков – метатитаната бария. Как видно из рисунка, ϵ имеет резко выраженный максимум в точке Кюри, однако, сама эта точка лежит в области довольно высоких температур и использование обычного $BaOTiO_3$ для термодатчика малоэффективно. Введение в метатитанат бария изоморфных примесей, имеющих одинаковую с ним кристаллическую

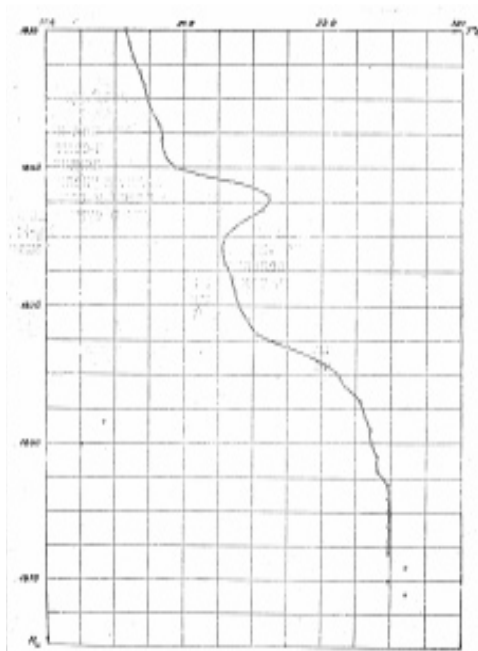
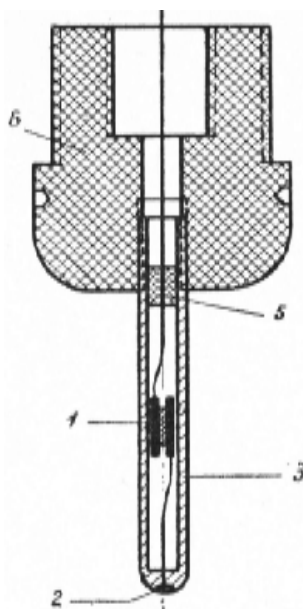


Рис.19. Кривая распределения температуры на забое скважины № 1727. Снят варикондовым дистанционным термометром 11.08.1959 г.

решетку типа перовскита, приводит к смещению точки Кюри. В зависимости от вида присадки это смещение может быть как в сторону высоких, так и низких температур.

По просьбе автора, сотрудницей одного из НИИ г. Ленинграда Т.Н. Вербицкой были приготовлены специальные образцы конденсаторов с сегнетоэлектрическим наполнителем (вариконды). Один тип варикондов имеет температуру

Кюри около 0°C – кривая I на рис. 17. Другой – около 40°C – кривая II. Оба они имеют высокое значение TK_{ε} в рабочем диапазоне температур скважин Ромашкинского месторождения $10\text{--}40^{\circ}\text{C}$.

В конкретном случае выбор того или другого типа вариконда зависит от того, где желательно получить более высокую чувствительность термометра: у устья – при низких температурах (I тип) или на забое – при высоких (II тип). При равных условиях предпочтение следует отдать вариконду с наполнителем I типа, так как он работает в области, лежащей за точкой Кюри, и его диэлектрическая проницаемость уже не зависит или почти не зависит от величины напряжения на обкладках конденсатора. Колоссальная величина ε сегнетодиэлектриков, достигающая сотни тысяч, позволяет ограничить площадь пластин конденсатора несколькими квадратными миллиметрами для получения необходимой емкости в $300\text{--}400\text{ пФ}$. Малые размеры датчика позволяют ограничиться в качестве защиты от давления тонкостенной медной трубкой малого диаметра и получить тепловую инерцию прибора в несколько секунд.

Эскиз емкостного датчика-преобразователя на вариконде дан на

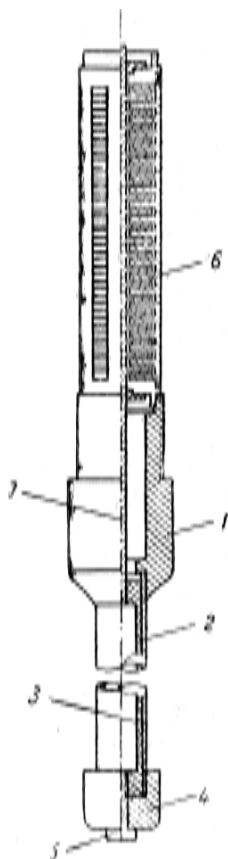
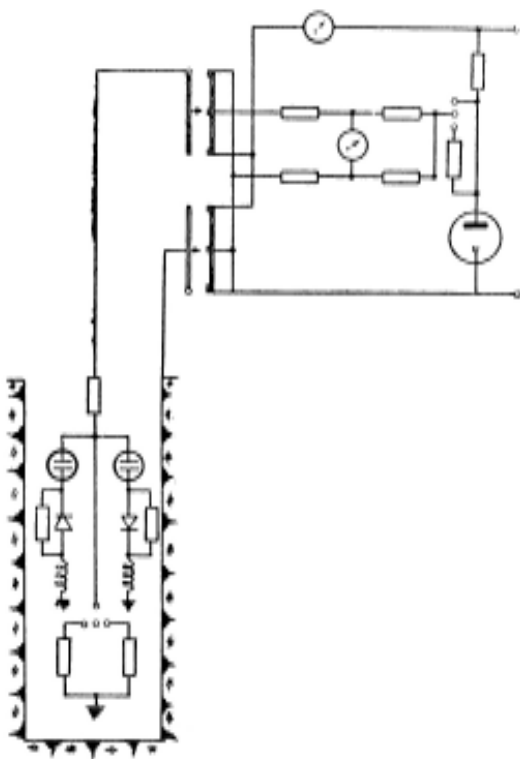


рис.18. Конденсатор с сегнетоэлектриком 1 одним из своих выводов 2 подпаян к корпусу трубки из красной меди 3. Вывод от второй пластины 4, пропущенный сквозь диэлектрическую втулку 5, идет к контуру генератора глубинного прибора (рис.6). Медная трубка 3, для термоизоляции от корпуса прибора и уменьшения массы металла, соединена с ним с помощью текстолитового переходника 6. Как уже говорилось, слишком малая температурная инерция такого устройства очень осложняла измерения и вынуждала в каждом интервале глубины снимать несколько значений через равные промежутки времени, либо искать границы полосы флуктуаций температуры в данном сечении потока (см. рис.10). В дальнейших конструкциях головка прибора 6 и трубка 3 изготовлялись из латуни, что увеличило тепловую инерцию, почти не повлияв на чувствительность датчика.

В качестве примера возможности измерений, которые достигаются с глубинными термометрами подобного типа, на рис.19 приведена распределение температуры на забое одной из скважин Ромашкинского месторождения. Нетрудно видеть, что прибор уверенно отмечает температуру с разницей $0,002^{\circ}\text{C}$. Однако при своей высокой относительной чувствительности, датчик на вариконде не может обеспечить абсолютной точности измерений.

Недостатки его, как абсолютного термометра, вызваны старением диэлектрических свойств метатитаната бария, наличием у него температурной петли гистерезиса, а также зависимостью его ϵ , кроме температуры, еще и от напряжения на обкладках конденсатора. Вследствие этого, даже при частой калибровке и его температурной тренировке перед каждым измерением, абсолютная точность его показаний лежит в пределах $\pm 0,5-1^{\circ}\text{C}$.

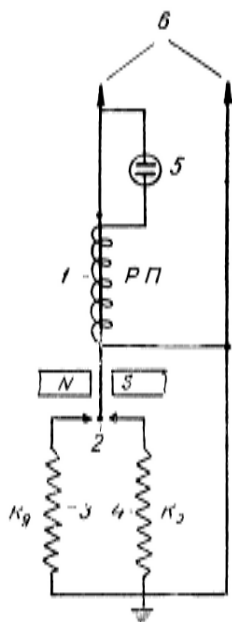
Все эти свойства делают варикондовый термометр ценным прибором при исследовании распределения температуры на забое или по стволу скважины, но не позволяют использовать его показания для сопоставления температур в тех или иных скважинах во времени.



Калибровка прибора производится по образцовому термометру в бомбе, сходной с той, что изображена на рис.13. Водяная рубашка соединена с регулируемым термостатом. Калибровочная кривая повторяет ход зависимостей, изображенных на рис.17.

§ 10. Термо-преобразователь, основанный на разности теплового расширения двух тел

Трудность современного получения варикондов, с необходимыми характеристиками привела к тому, что на одном из этапов промысловых исследований был создан датчик-преобразователь для измерения температуры на основе разности коэффициента температурного расширения у стали $\sim 20 \cdot 10^{-6}$ см.⁰/С и у органического стекла $\sim 60 \cdot 10^{-6}$ см.⁰/С. Конструкция этого датчика приведена на рис.20. Коаксиальная пара сталь-плексиглас, имея разное удлинение при изменении температуры, смещает роторные пластины динамической емкости, аналогично той, что была использована в сильфонном дистанционном манометре. Стальная трубка 2, совместно с нижним соединительным колпаком 4, служит одновременно и в качестве защиты датчика от давления.



Чувствительность такой системы при длине трубы в 30-40 см почти не уступает характеристикам варикондового термометра, но инерционность повышается до нескольких минут, несмотря на минимальную толщину трубок тепловой пары.

§ 11. Абсолютный дистанционный мостиковый термометр

Из измерителей температуры, обладающих высокой стабильностью показаний, наибольшее распространение в настоящее время получили термометры сопротивлений. В них используется температурный ход омического сопротивления медной, платиновой или какой-либо другой проволоки. В связи с этим, для точного измерения температур разработан обычный мостиковый термометр на сопротивлениях. Схема его показана на рис.21.

Попытки использовать реактивную лампу для преобразования изменения омического сопротивления в изменение реактивного сопротивления привели к созданию реактивного термометра.

ческого сопротивления датчика в качание частоты задающего генератора глубинного прибора не увенчались успехом. Малый коэффициент трансформации не обеспечивал нужной чувствительности прибора. Отступление от частотных методов и переход к обычным амплитудным измерениям потребовал точного учета параметров канала связи. При использовании в комплекте с мостиковым термометром кабеля второго типа (рис.3) вопрос решается просто. Кабель этого типа имеет совершенно одинаковые прямой и обратные провода. Включение их в разные плечи моста автоматически устраняет все погрешности, вносимые любыми изменениями в тракте связи, лишь бы они одинаково действовали на тот и другой провод.

Совершенно очевидно, что массовое распространение может получить лишь такой прибор, который использует более доступный и удобный в эксплуатации одножильный кабель. Ради этого можно пойти на небольшое усложнение самого датчика.

Основное отличие схемы на рис.21 от общепринятых вариантов заключается во введении в измерительное плечо двух сопротивлений R_0 и R_z , находящихся в глубинном приборе. Одно из этих сопротивлений R_z является эталонным, так как величина его не зависит от температуры. Оно изготовлено из манганина – сплава с очень малым температурным коэффициентом сопротивления. Другое сопротивление R_0 служит датчиком термометра. Подключение того или другого сопротивления происходит с помощью переключателя при смене полярности питающего напряжения. Подобное устройство позволяет перед каждым измерением температуры в скважине производить определение состояния тракта связи и сопротивление кабеля R_k и учитывать вносимые искажения.

Неоновые лампы вместе с полупроводниковыми диодами, включенные в противоположных направлениях, образуют пару клапанов, способных работать поочередно в зависимости от полярности приложенного напряжения. Рабочее питание прибора выбрано ниже потенциала зажигания неоновых ламп. Поэтому токи утечек диодов и сопротивления обмоток переключающих реле во время замеров исключены.

Для коммутации датчиков в глубинный прибор кратковременно подается напряжение, превышающее потенциал зажигания неоновых ламп. Одна из них, в зависимости от полярности поданного импульса и направления включения диода, зажигается. Появившейся в цепи ток заставляет сработать соответствующее реле, которое и подключает кабель к одному из сопротивлений R_z или R_0 .

Впоследствии эта схема была значительно упрощена. На рис.22 представлена схема лишь той части, которая находится в глубинном приборе. Индикаторная часть на поверхности осталась прежней (рис.21). Как видно из рис.22, из двух неоновых ламп осталась одна, диоды удалены совсем и вместо двух работает одно, но полярное реле. Методика переключений и замеров для обоих вариантов совершенно одинакова.

При желании сопротивление R_3 может быть помещено в индикаторе на поверхности. В момент замера сопротивления тракта, в глубинном приборе реле лишь замыкает между собой прямой и обратный провода, отключая сопротивление датчика. От того, будут ли в этом случае сопротивления включены в последовательности R_k, R_3, R_k или R_k, R_3, R_k сопротивление плеча не изменится.

Плечи моста R_2, R_3, R_4 на поверхности так же как и R_3 (рис.21) намотаны манганиновым проводом с малым температурным коэффициентом, что $R_2 = R_3 = R_4 = \text{const}$.

Исходя из этого, а также из общих условий равновесия моста:

$$R_1 R_3 = R_2 R_4 \quad (3.1)$$

можно записать, что:

$$R_1 = \text{const} \quad (3.2)$$

В описываемом приборе, при разном положении переключателя, возможны два значения:

$$R_1 = R_m^s + R_k + R_s \quad (3.3)$$

$$R_1 = R_m^d + R_k + R_d$$

$$(3.4)$$

По условию (3.2) это приводит к равенству:

$$R_m^s + R_k + R_s = R_m^d + R_k + R_d \quad (3.5)$$

или

$$R_s - R_d = R_m^d - R_m^s = \Delta R \quad (3.6)$$

В уравновешенном мосте (3.1) разность в сопротивлениях эталона и датчика зависит от температуры по линейному закону:

$$|R_s - R_d| = R_{\infty} [1 - L(T - T_0)] \quad (3.7)$$

где: R_{∞} - величина сопротивления датчика при какой-то произвольно выбранной начальной температуре T_0 , L - температурный коэффициент данного датчика, зависящий, в основном, от диаметра и длины провода, из которого он намотан, а также температурной характеристики электрического сопротивления материала этого провода. Из равенства (3.7) находится искомая температура T :

$$T = T_0 + \frac{R_{\infty} - |R_s - R_d|}{R_{\infty}} \quad (III-8)$$

или, переходя к экспери-

ментально определяемым

Таблица 1

 $T_0=15^{\circ}\text{C}; R_{\infty}=1000\text{ ом}; L=0,0351; \text{ скважина } \text{№} 1736; 25.8.1959 \text{ г.}$

Время t	Глубина замера Нм	$R_{\text{м}}^{\circ}$ ом	$R_{\text{м}}^{\circ}$ ом	R ом	$T^{\circ}\text{C}$	$T^{\circ}\text{C}$ без учета измен. в $R_{\text{м}}^{\circ}$	Примечания
11.00	0		74	Прибор на поверхности до спуска в скважину			
11.30	1672	426	93	333	34.00	33.46	Прибор на забое.
11.35	—,, —	438	105	333	34.00	33.22	Скважина работает
11.40	40	—,, —	440	105	335	33.94	33.16 $Q=60$
11.45	—,, —	437	104	333	34.00	33.25	товой колонне
11.47					скважина остановлена		
11.50	—,, —	444	110	334	33.97	33.04	
11.57	—,, —	443	110	333	34.00	33.07	
12.02	—,, —	437	102	335	33.94	33.25	
12.08	—,, —	438	104	334	33.97	33.22	
12.16	—,, —	438	104	334	33.97	33.22	
12.25	—,, —	438	103	335	33.94	33.22	
12.38	—,, —	430	94	336	33.91	33.34	
12.54	—,, —	427	94	333	34.00	33.46	
13.07	В скважине поток пущен по затрубному пространству с $Q=400$ м/с						
13.08	—,, —	440	106	334	33.97	33.16	
13.11	—,, —	439	106	333	31.00	33.19	
13.15	—,, —	429	93	336	33.91	33.37	
13.22	—,, —	437	101	336	33.91	33.25	
13.29	—,, —	453	117	336	33.91	32.76	
13.37	—,, —	455	122	333	34.00	32.70	
13.43					скважина остановлена		
13.44	1672	472	137	335	33.94	32.22	
13.46	—,, —	475	141	334	33.97	32.13	
13.50	—,, —	480	145	335	33.94	32.00	

параметрам, с учетом уравнения (3.9), получим:

$$T = T_0 + \frac{R_{\bullet} - |R_{\text{м}}^{\circ} - R_{\text{м}}^{\circ}|}{R_{\infty}} \quad (\text{III-9})$$

Таблица 2

$$T_0 = 15^\circ\text{C}; R_{\text{ос}} = 1000 \text{ ом}; L = 0,0351.$$

№№ скваж	Площадь	Дата замера	Глуб.	R_m^a	R_m^b	ΔR замера	$T^\circ\text{C}$
ом ом							
79	Лениногорская	28. 7. 59	1540	121	420	299	35
1736	Ю-Ромашкинская	25. 8. 59	1680	104	437	333	34
79	Лениногорская	15.7.60	1540	53	385	332	34.05
1736	Ю-Ромашкинская	16. 7. 60	1680	74	419	345	33.7
78	—	16.7.60	1709	47	416	369	33
1729	—	18.7.60	1705	59	428	369	33
3548	Зай-Каратаевская	20. 7. 60	1807	63	73	10	43.2
49	Н-Елховская	22. 7. 60	1690	50	213	163	38.9

Как видно в выражении (3.9) не фигурирует сопротивление тракта связи R_k , так как оно исключено двойным измерением. Благодаря этой методике точность измерений увеличивается примерно на один порядок. Следует иметь в виду, что в реальных условиях сопротивление R_k определяется не только электрическими параметрами кабеля и его изменениями, описанными в § 8, но и всевозможными утечками, поляризационными явлениями и переходными сопротивлениями контактов.

Для проверки разработанной методики был проведен специальный опыт: мостиковый термометр опустили в скважину № 1736 Южно-Ромашкинской площади с таким расчетом, чтоб он находился на 20-30 метров ниже зоны притока нефти в зумпфе скважины. Путем изменения режима работы лифта создавались различные нагрузки на кабель типа I на рис.3. Сам датчик не мог реагировать на изменение температуры потока, так как находился в застойной зоне. В таблице 1 приведены результаты измерений. Там же указаны основные характеристики термометра, необходимые для расчетов R_m^a . Как видно из таблицы, несмотря на значительные колебания величины R_m^a в течение всего времени проведения эксперимента температура, определяемая по формуле (3.9), оставалась неизменной в пределах погрешности прибора $\pm 0,1^\circ\text{C}$.

Для сравнения в предпоследней колонке таблицы указаны значения температуры, которые получились бы в том случае, когда за сопротивление R_k было бы принято постоянное значение, определенное при калибровке кабеля на поверхности, т.е. если $R_m^a = 74 \text{ Ом}$. Нетрудно видеть, что разброс значений составляет около $1,5^\circ\text{C}$. При измерениях в различных скважинах этот разброс может быть еще более высоким. В качестве иллюстрации подобного положения в таблице 2 приведено несколько значений R_m^a и R_m^b , встретившихся при измерениях с одним и тем же прибором, с одним и тем же одножильным кабелем типа I на рис.3. Все отсчеты производились после 15-ми-

нутной выдержки прибора на забоях для установления термодинамического равновесия.

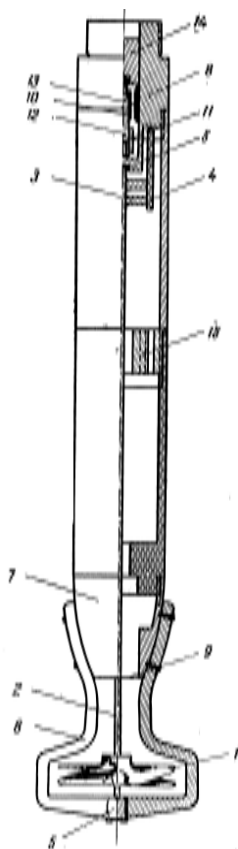
Методика измерений мостиковым термометром относительно проста. Прибор опускается в скважину на заданную глубину. После 10- или 15-минутной выдержки переключатель коммутатора (рис.11) кратковременно ставится в положение “датчик”. Глубинное реле подсоединяет к кабелю R_d . Затем переключатель переводится в положение “замер”. С помощью курбелей обычного моста Уинстона определяется сопротивление R_m датчика. Вторая операция для измерения R_m повторяется в том же порядке – переключатель кратковременно ставится в положение “э-зон”, после чего снова возвращается в положение “замер” и определяется R_m . По их разности, с помощью уравнения (3.9), определяется температура в данной точке скважины.

Накопленный опыт измерений показывает, что обычное касание корпуса глубинного прибора о стенки скважины обеспечивает вполне надежный контакт для замыкания цепи при использовании лифтовой или обсадной колонны в качестве обратного провода. Нарушения замечаются лишь в зоне сильно турбулентного течения потока.

Для абсолютного измерения температуры нефтяного пласта или забоя скважины, с точностью до $\pm 0,1^\circ\text{C}$, обычной калибровки глубинного датчика по образцовому термометру недостаточно. При необходимости достижения такой точности начинают сказываться самые различные факторы – от специфики калибровочного устройства, неточного совмещения в пространстве калибровочного и калибруемого устройства, их различной температурной инерции до неточности самих образцовых термометров.

Чтобы в какой-то мере устранить побочные ошибки и повысить достоверность измерений, проводимых в течение многих лет разными термометрами, необходимо калибровать их не только в специальных бомбах на поверхности, но и в какой-то пьезометрической скважине, принятой за эталон для данного месторождения. Для Ромашкинского месторождения за такую эталонную скважину принята скважина пьезометр на Д₁ № 75. Многолетние наблюдения за ее температурой показывают, что в первом приближении изменением этого распределения за счет конвективных тепловых потоков можно пренебречь.

В последующем, для регулярного контроля за температурным режимом месторождения, необходимо выделение специальной калибровочной скважины, ствол которой будет заполнен вязкой, слабо теплопроводной жидкостью. Геотермическое распределение температуры вдоль ствола этой скважины будет считаться постоянным, и каждый новый термометр, который будет использоваться для



измерения абсолютного значения температур на данном месторождении должен привязываться к значениям температур в этой скважине.

Для мостиковых термометров, описанных в настоящем параграфе, подобная привязка к скважине № 75 производилась каждый год перед очередной серией замеров температур нефтяного пласта. Так как эти исследования еще не доведены до конца, то материалы измерений и выводы из них не приводятся.

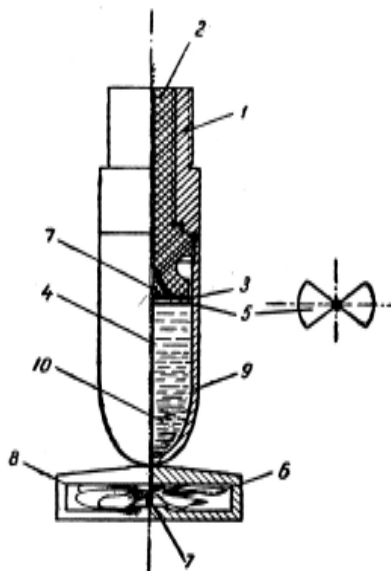
ДЕБИТОМЕРЫ-РАСХОДОМЕРЫ И ИЗМЕРИТЕЛИ СКОРОСТИ ПОТО- КА

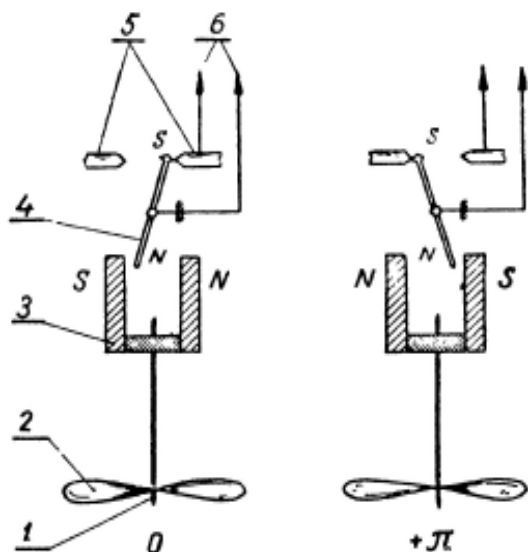
§ 12. Частотные измерители ско- рости потока

Поток нефти, поднимаясь от забоя скважины на поверхность по длинным лифтовым трубам, претерпевает сложные превращения. Снижение давления и температуры приводит к выделению газовых и выделению твердых компонент нефти, превращая однофазный поток в двух- и трехфазный. В обводненном лифте картина еще более усложняется, так как в нем присутствует еще одна фаза, не смешивающаяся с нефтью. Объем газо-нефтяной смеси с падением давления изменяется. Вместе с ним при неизменном сечении лифтовых труб меняется и скорость потока. Разница в удельных весах нефти, газа и воды приводит к проскальзыванию фаз и появлению относительных скоростей. Все это делает скорость потока сложной функцией многих переменных, изучение которой может дать ценные сведения о процессах, происходящих в нефти.

Из самой постановки вопроса видно, что прибор для измерения скорости потока в трубах должен быть по возможности безинерционным и фиксировать мгновенное среднее значение скорости в данном сечении скважины.

Из всего широкого многообразия методов измерения скорости перемещения жидкостей и газов [25] для датчика дистанционного прибора была выбрана гидрометрическая вертушка [1]. Скорость ее вращения пропорциональна, в широком диапазоне значений, расходу жидкости или газа через неизменное сечение трубы. Лишь при очень больших и очень малых скоростях, когда начинают сказываться силы трения оси вертушки в подшипниках и ее инерционность, линейная зависимость нарушается. Уменьшая или увеличивая сечение входного отверстия прибора, можно в значительной степени расширить диапазон ее применения.





В соответствии с общим принципом емкостного управления частотой генератора глубинного прибора, скорость вращения вертушки преобразовывалась в периодическое изменение емкости контура электронного генератора. Модулирующий конденсатор изготавливается так, чтобы один оборот вертушки генерировал несколько синусоидальных колебаний емкости. Такая электрическая редукция позволяет повысить точность отсчета в приемнике на поверхности. При невысоких значениях напряжения на пластинах конденсатора электрическое поле почти не оказывает тормозящего влияния на вращающуюся часть датчика-преобразователя.

Некоторые затруднения встречаются при конструкторском решении передачи вращения от вертушки на модулирующий конденсатор, который по условиям эксплуатации,

вместе с остальным монтажом, должен быть защищен от высокого давления и непосредственного контакта с газонефтяной эмульсией. Одним из возможных вариантов является магнитная муфта.

Общая схема датчика-преобразователя дана на рис.23. Крыльчатка 1 с шагом $\varphi=5$ см жестко насажена на тонкой стальной оси 2. С противоположной стороны, на стальных держателях 3 укреплены два магнетика 4. Ось вращается на кернях в сапфировых гнездах 5, одно из которых укреплено в защитной дужке 6. Модулирующий конденсатор 10 представляет собой легкий (~ 300 мг) дюралюминиевый цилиндр, насаженный на общую с миниатюрным цилиндрическим магнитом 11 плексигласовую ось 12. Эта ось на концах имеет тонкие смонтированные керны. Вся подвижная часть также вращается в сапфировых опорах. Верхняя половина дюралюминиевого цилиндра имеет четыре секториальных выреза и образует ротор модулирующего конденсатора, приводимый во вращение

магнитной муфтой. Статор 13 также представляет собой секционированный цилиндр, укрепленный на высокочастотном диэлектрике 14. Герметизация полости монтажа обеспечивается глухим латунным переходником 8.

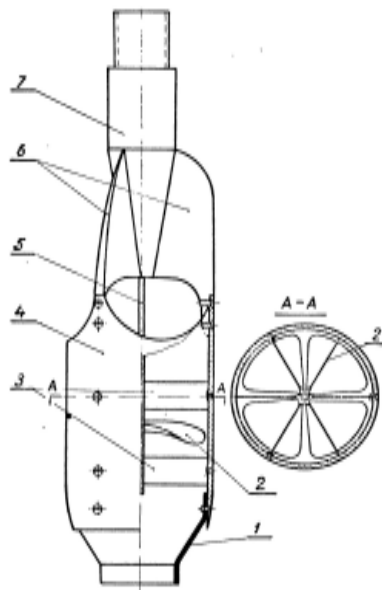
Основной недостаток описываемой конструкции заключался в скачкообразном изменении сопротивления вращающейся системы при полном растворении газа в газовой ловушке, когда наружное давление в потоке несколько превысит давление насыщения нефти сопутным газом

В конструкции, изображенной на рис.24, этот недостаток устранен путем выноса модулирующего конденсатора в наружную часть прибора, находящуюся под давлением [2]. Для защиты емкости от случайного попадания газа в корпус защитного кожуха 9 служит газосборная кольцевая выточка в изоляторе 2. Небольшая толщина вращающейся пластины (0,1 мм) не создает большого сопротивления при вращении катушки. Как видно из рисунка, принцип действия датчика тот же, исключена лишь магнитная муфта.

Метод индикации частотно-модулированного сигнала, поступающего от глубинного измерителя скорости потока, несколько отличается от общей схемы измерений, описанной в первой главе. Число модулирующих колебаний, даже при электрической редукции, весьма невелико и не превышает нескольких десятков герц. Поэтому вместо волномера в качестве эталона используется генератор звуковых частот. Для повышения точности измерений в качестве нуля-индикатора используются фигуры Лиссажу. При этом сигнал от измерителя подается на вертикальные пластины осциллографа, а частота сравнения – на горизонтальные. Отсчет частоты ведется по шкале звукового генератора.

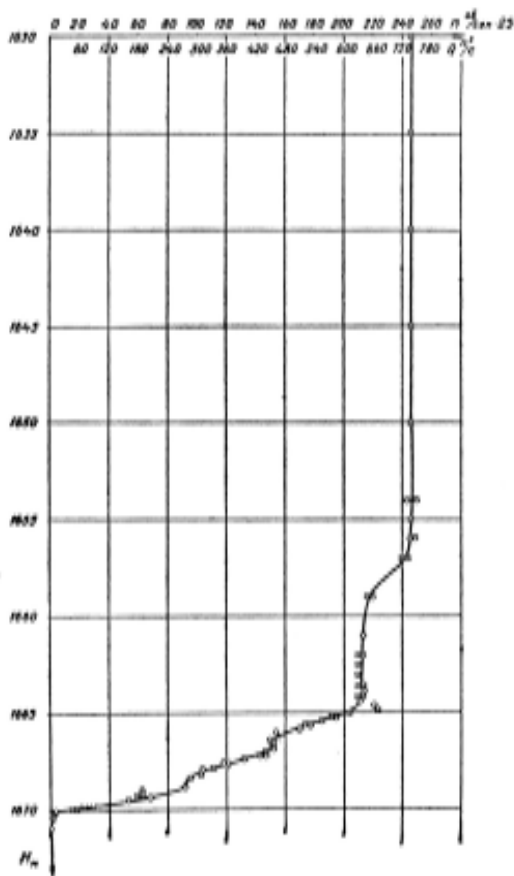
§ 13. Дебитомер-расходомер

Основным достоинством прибора с вертушкой является его универсальность. Он с одинаковым успехом может измерять как характеристики потока в лифтовых трубах, так и приток или расход в обсадных колоннах разного диаметра. Более того, будучи маневренным, дистанционным прибором, он может по увеличению или уменьшению скорости вращения вертушки на спуске или подъеме судить о направлении потока, это особенно важно при изучении перетоков нефти и воды на забое скважины из одного



пропластка в другой.

Таким образом, сам принцип измерений не вызывает сомнений. Однако, следует помнить, что измерение мгновенной скорости газонефтяного потока является частной задачей, необходимой лишь для исследования процессов, происходящих в нефти при ее подъеме из пласта на поверхность, и еще ряда вопросов. Поэтому можно допустить некоторую сложность измерительного прибора. Определение же профиля притока и расхода должно носить массовый систематический характер, так как они являются важнейшими параметрами пласта и скважины при законтурном и внутриконтурном заводнении. В связи с этим промысловый глубинный дебитомер-расходомер должен быть несложным по конструкции и максимально простым в эксплуатации.



Учитывая эти требования была разработана предельно простая схема измерения скорости потока в скважине без использования электроники. Чтобы перейти на одножильный кабель, была использована не частотная, а более простая время-импульсная система передачи показаний, которая определила и принцип работы датчика-преобразователя. По-прежнему индикатором скорости потока служит гидродинамическая ненагруженная вертушка. Практически почти полная ее разгрузка достигнута за счет применения специально разработанной для этой цели магнитной муфты дискретного действия. Схема ее ясна из рис.25.

Все подвижные детали сделаны очень легкими и выполнены с большой точностью. Ось крыльчатки подвешена на рубиновых опорах. Сама крыльчатка тщательно отбалансирована и вес ее доведен до минимума без ущерба прочности и гидродина-

мических качеств.

Под действием потока, за каждый оборот крыльчатка производит замыкание и размыкание контактов, соединяющих корпус глубинного прибора через кабель с землей. В момент замыкания цепи заряд, накопившийся на корпусе за счет электрокинетических явлений в потоке [1,2], стекает на землю. Если в цепь включить какой-либо регистратор скачков тока или напряжения, то он будет фиксировать каждый разряд. В качестве регистратора могут служить только такие считающие приборы, которые обладают высоким входным сопротивлением. Практически, для более надежной работы, особенно при малых скоростях потока, схема включала в себя небольшую батарею, энергия которой использовалась для приведения в действие счетчика импульсного типа $T_{co}-1м/100$, но можно пользоваться и обычными высокоомными наушниками.

Необходимая точность определения средней скорости потока достигается за счет выбора интервала времени, в течение которого ведется счет оборотов вертушки. Наиболее удобные интервалы: 10, 20, 30, 50 и 100 сек. Тогда скорость потока U определяется равенством:

$$U = n \cdot \varphi_{эфф}$$

а дебит Q в $см^3/сек$ выражением:

$$Q = U \cdot S,$$

где: n – число оборотов вертушки в сек., а $\varphi_{эфф}$ – ее эффективный шаг для данной жидкости. Во всех случаях роль калибровочного отверстия с известной площадью S играет внутренний диаметр лифтовой или обсадной колонны.

Конструкция датчика дебитомера-расходомера приведена на рис.26. Как и в прежних конструкциях, четырехлопастная крыльчатка, жестко укрепленная на оси, свободно вращается в игольчатых гнездах. С помощью дискретной магнитной муфты крыльчатка переключает контакты. При той или иной степени намагниченности магнетиков муфты сцепления устанавливается оптимальная связь между крыльчаткой и переключателем, достаточная для надежного переброса контактов при высоких скоростях вращения.

Вращающиеся части прибора защищены охранным кольцом 4, внутри которого вставлены направляющие пластины-дефлекторы 3. Назначение этих пластин – выравнивать направление потока при контакте его с крыльчаткой.

Трехлетняя эксплуатация описываемого прибора показала, что при эффективном шаге четырехлопастного винта $\varphi_{эфф}=3-5$ см, он надежно работает в наиболее распространенном диапазоне дебитов-расходов $50-1000 м^3/с$ как в лифтовой, так и обсадной колоннах. При приемистости нагнетательных скважин более $1000 м^3/с$ прибор начинает “захлебываться” и пропускать отдельные обо-

роты. Для расширения диапазона без существенной переделки всей конструкции используются конусные насадки 1 на входном отверстии прибора, уменьшающие в 2-4 раза его поперечное сечение для потока. Аналогичное устройство несколько более сложной конструкции используется для увеличения входного отверстия и для повышения его чувствительности в малodeбитных скважинах.

Описываемый прибор не лишен и недостатков. К ним следует отнести относительную хрупкость конструкции, возможность засорения вращающихся частей и нелинейную зависимость числа оборотов вертушки от скорости потока при малых дебитах скважин.

В качестве примера, иллюстрирующего результаты, получаемые с помощью дебитомера-расходомера, на рис.27 приведена кривая расхода воды на забое нагнетательной скважины № 913 Абдрахманово-Восточно Сулеевского разрезающего ряда Ромашкинского месторождения. По оси абсцисс отложены исходные данные измерений – число оборотов вертушки с $\varphi_{эфф} = 5$ см за 25 секунд в 6" обсадной колонне.

Из анализа кривой на рис.27 можно установить основные особенности предлагаемого метода измерения притока или расхода. Как видно, вертикальные участки кривой, соответствующие постоянной скорости, характеризуют отсутствие расхода жидкости в данном интервале скважины. По углу наклона кривой можно судить об интенсивности удельного расхода. Различное число точек для одной и той же глубины соответствует количеству произведенных отсчетов.

Одним из основных преимуществ дистанционных приборов является возможность многократного замера на любой глубине и в любой последовательности, если это необходимо для выяснения особых точек на кривой. Так, например, на рисунке видно несколько точек, выпавших из общего хода кривой. Подобные случаи встречаются почти при каждом измерении. Многократной проверкой установлено, что эти точки обусловлены особенностями дискретного характера притока и расхода жидкости в скважине. Они, как правило, появляются против отверстий перфораций с особенно мощным притоком, когда течение жидкости в данном интервале обсадной колонны сильно турбулентное. Несмотря на наличие дефлекторов у входного отверстия прибора, это приводит к неравномерности вращения вертушки. Отклонения от среднего числа оборотов могут быть как в ту, так и в другую сторону. Слегка опуская или поднимая прибор, можно точно определить местоположение перфорационных отверстий, из которых сильной струей бьет нефть или, наоборот, вытягивается вода.

Для эксплуатационных скважин этот эффект выражен значительно более сильно. Выбросы в них могут достигать нескольких сотен процентов от среднего значения. Если приток жидкости носит односторонний характер, то в обсадной

колонне на расстоянии до нескольких метров от отверстия истечения устанавливается винтообразное движение жидкости с максимальной скоростью у стенок обсадной колонны и с минимумом по центру.

Для дебитометров конструкции ВНИИ [23] и расходомеров ТатНИПИ [24] при их точечных, одинарных измерениях все эти особенности притока могут привести к ошибочным данным. Вообще дебитометры и расходомеры, снабженные пакером, потенциально обладают высокой чувствительностью, но неизбежно теряют при этом свою маневренность и универсальность.

Из-за сложного характера дискретного притока изменение скорости и определение профиля притока или расхода необходимо производить по большому количеству точек. Наиболее оптимальным шагом при измерении является 20-сантиметровый интервал. Обычно, для контроля и уточнения, измерения производятся как при спуске, так и при подъеме прибора. Число отсчетов, которое можно произвести в одну смену, за один спуск прибора достигает 300-500.

Дистанционные измерения скорости потока с помощью термосопротивления [10,14,26] имеют те же недостатки, как и любые амплитудные измерения в действующих скважинах, и требуют кабеля с высококачественной изоляцией.

ИЗМЕРИТЕЛИ ФАЗОВЫХ СООТНОШЕНИЙ

§ 14. Дистанционный прибор для определения объемной газонасыщенности потока в скважине

О качественном и количественном составе попутного газа судят обычно по исследованию глубинных проб нефти. В лабораторной практике известны два способа отделения попутного газа от нефти [27-29]. При многоступенчатом или дифференциальном разгазировании получают сведения не только об общем количестве газа и его составе, но и о последовательности его выделения при снижении давления. Однако сами условия разгазирования из-за отвода газовой фазы и нарушения состава системы не вполне соответствуют реально существующим в скважине. Одноступенчатое или контактное разгазирование сохраняет неизменным состав системы, но при нем получается только конечный результат, и ничего нельзя сказать о динамике процесса.

В реальных условиях скважин Ромашкинского месторождения часть газа выделяется при подъеме нефти по лифтовым трубам, часть при сбросе давления на штуцере и, наконец, окончательное разделение происходит в трапе и мернике. При этом в системе одновременно происходит изменение давления, температуры и процентного соотношения фаз, а также характер их взаимных контактов. Последний фактор практически почти невозможно учесть при лабораторных исследованиях, в то время как в потоке, из-за наличия в нефти поверхностно-активных компонентов, твердого парафина и других примесей, границы раздела фаз играют первостепенную роль при разгазировании системы. Об этом говорит хотя бы тот факт, что площадь соприкосновения газовой и жидкой фазы в скважине намного превышает площадь поверхности раздела, образующейся между газом и нефтью при контактном разгазировании в бомбе PVT. Необходимо учесть также, что газо-нефтяной поток формируется в процессе ускоренного движения по узким и длинным лифтовым трубам.

Все это говорит о том, что процесс образования газо-нефтяной эмульсии при подъеме нефти и ее свойства являются важными характеристиками скважины, определяющими вес столба жидкости в лифте, а следовательно, и величину противодавления на пласт и приток жидкости из него. Скважина – это окно в пласт – параметры, и особенности ее работы должны быть хорошо известны. В самом общем случае система скважина-пласт должна рассматриваться совместно.

В практике эксперимента существует большое количество способов определения количества газа, взвешенного в жидкости. Все они, как правило, основаны на учете образовавшейся неоднородности среды, и в качестве индикатора используют затухание звуковых волн или ослабление радиочастотного, инфракрасного,

светового, рентгеновского или гамма-излучений в исследуемой системе.

Для определения объемного состава газ–жидкость, наиболее удобным, с точки зрения электронных дистанционных измерений, является использование разности в их диэлектрических постоянных. В лабораторных исследованиях этот метод уже применялся [30]. Действительно, для газов диэлектрическая проницаемость отличается от единицы лишь в третьем, четвертом знаке после запятой, в то время как для жидких углеводородов $\epsilon \geq 2$. Этой разницы вполне достаточно для довольно точного измерения объемных соотношений. В том случае, когда изменение фазового состояния происходит в результате простого смешения или химической реакции, диэлектрическая постоянная будет точно соответствовать объемному содержанию газа в жидкости. В скважине, при изменяющихся давлении и температуре, пропорциональность между ϵ системы и объемным составом, может нарушаться, так как диэлектрические проницаемости газа и жидкости являются функциями давления и температуры.

Многочисленными опытами установлено [31,32], что диэлектрическая постоянная большинства газов ведет себя так, что функция Клаузиуса-Мосотти остается постоянной в области давлений реально существующих в скважине. Из этого следует, что ϵ газа изменяется пропорционально изменению его плотности ρ . Для азота [33,34] и метана [34] это положение выполняется строго, вплоть до давлений, превышающих давление насыщения ($P_H \sim 80\text{--}100$ атм. для девонских нефтей восточных районов). У пропана функция Клаузиуса-Мосотти зависит от плотности [35].

В хорошем приближении зависимость диэлектрической постоянной газа от давления можно вычислить по формуле [21]:

$$\frac{d\epsilon}{d\rho} = \frac{\epsilon(\epsilon - 1)}{P} \quad (5.1)$$

Изменения эти весьма незначительны, и на практике ими часто можно пренебречь. Например, для азота при комнатной температуре и давлении в 80 атмосфер $\epsilon = 1,045$ [36].

Если учесть, что сжимаемость углеводородов, а следовательно и зависимость их ϵ от давления, также достаточно велика, то этой особенностью поведения газовой и жидкой фаз можно пренебречь. При точных измерениях необходимо иметь поправочные графики, учитывающие примерный процентный состав газа и поведение его компонент в отдельности.

Практическая конструкция датчика-преобразователя основана на зависимости емкости конденсатора от диэлектрической проницаемости среды, заполняющей пространства между его обкладками. Для цилиндрического проточного конденсатора, наиболее удобного для работы в скважине, эта зависимость будет иметь вид:

$$C = \frac{e \cdot l}{2h \frac{r_2}{r_1}} = e \cdot C_0 \quad (5.2)$$

где: l – длина конденсатора,
и внешнего цилиндров.

а r_1 и r_2 – радиусы внутреннего

Если эта емкость C вместе с индуктивностью L_0 составляет колебательный контур электронного генератора, то собственная частота этого генератора определяется формулой Томсона:

$$f = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{L_0 C_0 e}} = \frac{f_0}{\sqrt{e}} \quad (5.3)$$

где: f_0 – частота генерато-

ра при заполнении конден-

сатора средой с $\epsilon = 1$. Из этой формулы следует, что всякое изменение диэлектрической проницаемости среды, заполняющей емкость, приводит к изменению собственной частоты колебательной системы.

Как уже говорилось, диэлектрическая проницаемость газожидкостного потока в скважине представляет собой ϵ смеси, состоящей из двух различных компонент: жидкости и газа. Поэтому, прежде чем воспользоваться формулой (V-3), необходимо связать ϵ смеси с объемной концентрацией газа в нефти и диэлектрическими постоянными той или другой фазы.

Вопрос об электромагнитных свойствах сложной системы, в среднем однородной, но состоящей из различных по своему составу частиц, имеет уже вековую историю. Им занимались Максвелл [37], Релей [38], Лоренц [39], Лорентц [40], Лихтнекер [42]. В нашей стране этому вопросу посвящены работы Оделевского [43], Кондорского [44], Кирко [45], Фрадкина [46] и др.

Можно привести целый ряд наиболее употребительных формул для отыскания средней диэлектрической проницаемости смеси, состоящей из частиц с ϵ_1 и ϵ_2 , с объемной концентрацией V_1 и $(1-V_1)$ при условии, что $\epsilon_1 > \epsilon_2$.

1. Формула Лоренц-Лорентца справедлива для малых V_1 сферической формы частиц и $\epsilon_2 = 1$ [39-40].

$$\epsilon_{\text{ср}} = \frac{3 + (1 + 2V_1) \epsilon_1 - 1}{3 + (1 - V_1) \epsilon_1 - 1} \quad (5.4)$$

2. Релей уточнил

эту формулу, рассмотрев

вопрос значительно шире. Для параллельных цилиндров и сфер он получил выражение:

$$e_m = 1 + \frac{3V_1}{\frac{e_1 + 2}{e_1 - 1} - V_1 - 1,3 \frac{e_1 - 1}{e_1 + \frac{4}{3}} \cdot V^{\frac{0}{3}}} \quad (5.5)$$

При малых объемных концентрациях можно пренебречь последним членом в знаменателе. Получавшаяся в этом случае упрощенная формула совпадает с выражением (5.4).

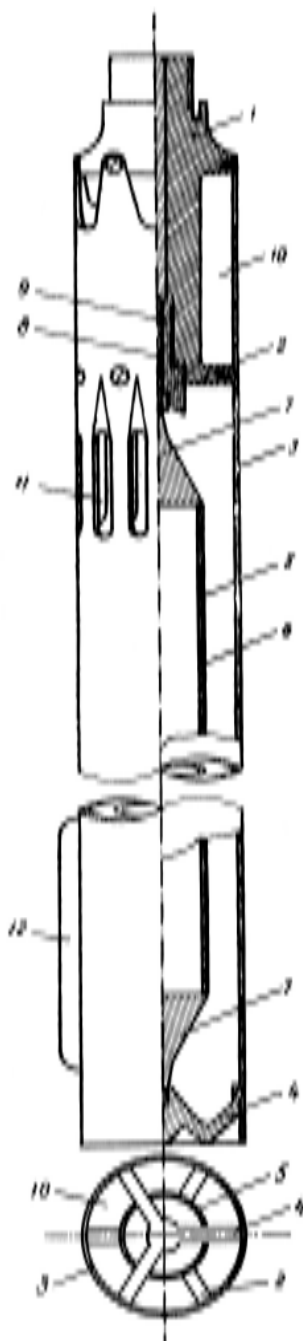
3. Для еще более малых значений V_1 можно отбросить и второй член в знаменателе (5.5). При этом получается формула Максвелла [37]:

$$e_m = 1 + \frac{3V_1(e_1 - 1)}{e_1 + 2} \quad (5.6)$$

4. Формулы Оде-левского и Кондорского, несмотря на различную запись, совпадают между собой:

$$\epsilon_{\Delta T} = \frac{1}{4} \sqrt{\frac{1}{6} \cdot \left\{ \xi - 3V_1 + (3V_1 - 1)\epsilon_1 \right\} + \frac{\epsilon}{\epsilon_1}} \quad (5.7)$$

Рис.28. Проточный коксисальный конденсатор - датчик измерителя объемной газонасыщенности: 1-фигурная головка прибора, 2-перемычки, поддерживающие внешнюю трубку конденсатора, 3-внешняя обкладка конденсатора, 4-изолятор, поддерживающий и центрирующий внутреннюю трубку, 5-внутренняя обкладка конденсатора, выполненная из латунной трубки, 6-целлофан, 7-латунные косынки, 8-стержень для крепления внутренней трубки, 9- изолятор, 10-выходные окна проточного конденсатора, 11-дополнительные дюзы, 12-центрирующее оперение.



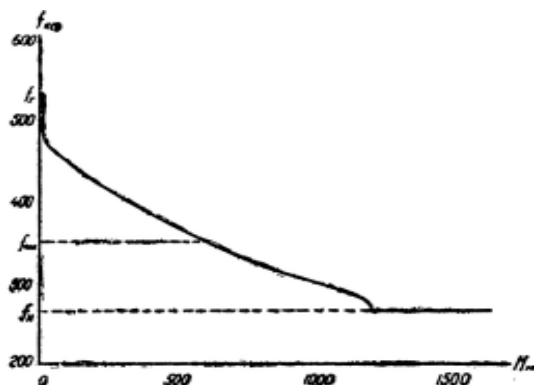
5. Наибольшее распространение, а следовательно, и хорошую экспериментальную проверку получила формула Лихтнекера [42], справедливая во всем диапазоне концентраций от 0 до 100 %:

$$\lg e_{\text{см}} = V_1 \cdot \lg e_1 + (1 - V_1) \lg e_2 \quad (5.8)$$

Симметрия этой формулы относительно ϵ_1 и ϵ_2 позволяет рассматривать систему как смесь двух веществ, входящих в нее на равных правах.

Из сравнения всех приведенных зависимостей видно, что для целей настоящей работы наиболее подходящим является выражение (5.8). Формула Лихтнекера проста в расчетах и применима к частицам произвольной формы. Ограничивающим условием может явиться лишь необходимость равенства размеров и равномерность распределения газовых пузырьков в среде. Кроме того, точность зависимости падает с ростом диэлектрической проницаемости одной из компонент.

В газонефтяном потоке скважины, как это видно из материала настоящей работы, все необходимые требования для применения формулы (5.8) в первом приближении выполняются, а ограничения не вносят существенных искажений.



Выпадение из нефти третьей, твердой фазы также не вносит изменений в $\epsilon_{\text{см}}$, так как диэлектрическая проницаемость парафина ($\epsilon_n = 2,25 \pm 0,03$) мало отличается от диэлектрической постоянной нефти. Значительно большим врагом при измерениях является вода. Однако и она при малом объемном содержании и равномерном распределении в потоке не изменяет показаний, так как учитывается при самокалибровке прибора (см. ниже).

Приняв формулу (5.8) за основу для дальнейших расчетов, можно найти коэффициент объемной газонасыщенности потока в явном виде через диэлектрические проницаемости нефти ϵ_n и газа ϵ_r . С переходом к общепринятым буквенным обозначениям $(1 - V_V) = \beta_r$, $\epsilon_1 = \epsilon_n$ и $\epsilon_2 = \epsilon_r$ коэффициент объемной газонасыщенности потока запишется следующим образом:

$$\beta_r = \frac{\lg e_{\text{см}} - \lg e_n}{\lg e_r - \lg e_n} \quad (5.9)$$

Приведенная выше фор-

мула (5.3) позволяет сделать

следующий шаг – подставить вместо диэлектрических проницаемостей соответствующие частоты электронного генератора. Для этого из формулы (5.3) ε надо записать в явном виде:

$$\varepsilon = f_0^2 / f^2 \quad (5.10)$$

и прологарифмировать его при различных граничных условиях:

$$\varepsilon = \varepsilon_r, \lg \varepsilon_r = 2 \lg f_0 - 2 \lg f_r$$

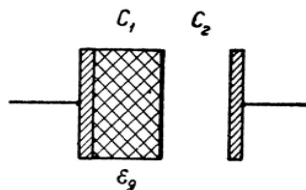
$$\varepsilon = \varepsilon_n, \lg \varepsilon_n = 2 \lg f_0 - 2 \lg f_n \quad (5.11)$$

$$\varepsilon = \varepsilon_{cm}, \lg \varepsilon_{cm} = 2 \lg f_0 - 2 \lg f_{cm}$$

Подстановка уравнений (5.11) в формулу (5.9) дает возможность получить в окончательном виде выражение, определяющее коэффициент объемной газонасыщенности через показания глубинного прибора:

$$b_r = \frac{\lg f_H - \lg f_{an}}{\lg f_H - \lg f_r} \quad (5.12)$$

Конструкция проточного конденсатора, являющегося датчиком-преобразователем глубинного прибора для определения объемной газонасыщенности потока, дана на рис.28. Диаметр внешней обкладки проточного конденсатора 3 делается близким к внутреннему диаметру лифтовых труб с тем, чтобы прибор пропускал через себя основную массу потока. Гидродинамическое сопротивление внутренней проточной части датчика сводится к минимуму. Для этого внутренняя обкладка конденсатора выполнена в виде полый трубы 5, поддерживающие перемычки 2 и 4 сделаны тонкими, а площадь выходного отверстия за счет боковых дюз 11 увеличена вдвое по сравнению с входным. Длина датчика определяется желаемой степенью усреднения показаний прибора в потоке. Чем больше его длина, тем больший интервал потока захватывается и усредняется датчиком. При коротком конденсаторе полоса флуктуаций объемной газонасыщенности в потоке значительно шире, чем при длинном. В описываемой конструкции длина датчика была равна 650 мм. Чтобы в какой-то мере избавиться от закорачивающего действия цепочек водяных глобул и оседания парафина на стенках, поверхность внутренней трубки конденсатора 5 покрыта тонким слоем диэлектрика 6, а концы трубы тремя узкими косынками 7 сведены к тонким стержням 8. Нижний изолирующий “паук” 4 также сделан с водосбросом. Несмотря на эти предосторожности, в некоторых скважинах показания прибора зависят от скорости его спуска в потоке. Этот опытный факт говорит о том, что

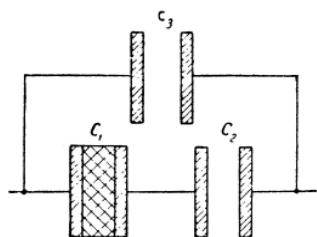


в частично обводненном на внутренней поверхности $f_1 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_0 C_1}}$, $f_2 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_0 C_2}}$ булы все же оседают ся оттуда лишь при повышенной скорости nc

Примерная частотная характеристика прибора с датчиком, изображенном на рис. 28, дана на рис. 29.

По этому чертежу нетрудно определить точки замера, необходимые для подстановки в формулу (5.12). При помещении прибора с датчиком в лубрикатор, заполненный попутным газом под буферным давлением, частота отличается от частоты f_0 , полученной в воздухе при атмосферном давлении. Для обычных измерений, когда не требуется очень высокая точность, можно использовать это значение частоты f_r для расчетов на всех глубинах. Для повышения точности нужно учитывать, что с ростом давления, хотя и медленно, но все же растет диэлектрическая постоянная газов, а следовательно, уменьшается f_r . Все чертежи и таблицы, приведенные в этой работе, учитывают эту поправку на сжатие газа, для вычисления которой использована зависимость диэлектрической проницаемости азота от давления [36]. Естественно, что расчет поправки только по азоту не совсем точен. Но если учесть, что в верхней части скважины, где разброс значений β очень велик, малые поправки ничего не меняют, а в нижней части газ состоит в основном из азото-метановых фракций, то такая замена вполне оправдана. Для еще более высокой точности необходимо калибровать прибор в атмосфере попутного газа во всем диапазоне давлений, встречающихся в скважине.

Вторая частота f_{cm} на рис.29 и в формуле (5.12) является текущей. Измерение ее производится после введения прибора в поток во всех тех точках, где необходимо определить величины объемной газонасыщенности.



Наконец, f_n – величина постоянная для данной скважины, определяемая по показаниям прибора в однофазном потоке, ниже зоны разгазирования. Многочисленные измерения показали, что f_n различна для различных скважин. Она зависит как от состава нефти, величины газового фактора, так и от примеси воды в нефти. Однако для конкретной скважины эта величина почти не меняется по всей длине однофазного потока от забоя до появления в нефти первых газовых пузырьков, несмотря на определенный процент обводненности скважины. Этот факт говорит о том, что процентное содержание воды в потоке при очень малых концентрациях остается неизменным, а следовательно, и

не влияет на определение объемной газонасыщенности. Иногда f_n слабо пульсирует, что связано, по-видимому, с разнородностью нефти, поступающей из разных пропластков, либо с оседанием глобул воды и их периодическим движением.

После определения f_r , f_{cm} и f_n дальнейшие расчеты по формуле (5.12) не представляют затруднений. Как видно из приведенных рассуждений на рис. 29, прибор для установления распределения объемной газонасыщенности по стволу скважины является самокалибрующимся с автоматическим учетом всех особенностей потока данной скважины.

Описанные качества прибора при благоприятных обстоятельствах позволяют определять величину β_r с тремя значащими цифрами.

§ 15. Измеритель обводненности нефти в действующей скважине

В предыдущем параграфе было показано, что измерение диэлектрической проницаемости газонефтяной смеси, протекающей через конденсатор, позволяет определить величину объемной газонасыщенности потока. Если исключить верхний участок лифта, где происходит выделение газа из нефти, то в остальной, нижележащей части скважины, этот же принцип может быть использован и для определения объемной водонасыщенности нефти. Большая разность в диэлектрических постоянных нефти $\epsilon_n \sim 2,2$ и воды $\epsilon_v \sim 80$ с одной стороны, делает разницу между жидкостями более ощутимой, с другой

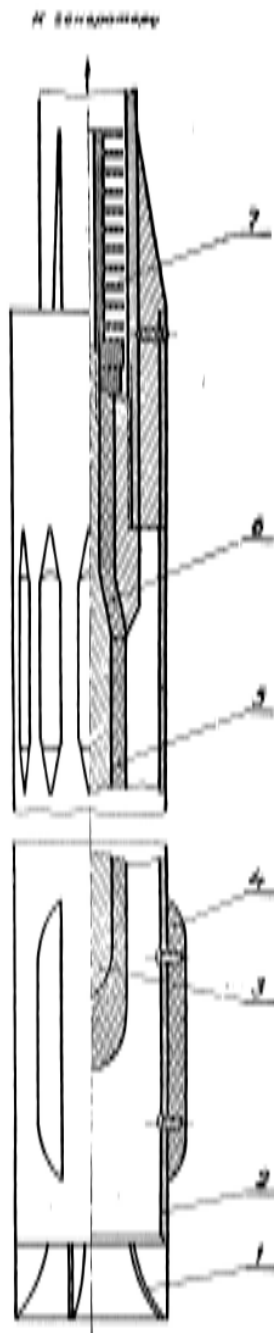


Рис.32. Конструкция глубинного датчика обводненности нефти. 1 – дефлектор-опредетель перфораций, 2 – внешняя обкладка емкости, 3 – внутренний стержень коаксиальной емкости, 4 – центрирующее оперение, 5 – диэлектрическая защита, 6 – герметизирующее уплотнение, 7 – контурная индуктивность генератора.

— осложняет измерения, так как заполнение водой обычного проточного конденсатора (смотрите, например, рис. 28) приводит к резкому изменению добротности контура, к которому он подключен, и к срыву колебаний генератора. Такие случаи имели место при измерении β_r в сильно обводненных скважинах. Чтобы сузить диапазон частот, выделяемых генератором при нахождении датчика в чисто газовой среде, нефти и воде, и сохранить его добротность, в конструкцию конденсатора необходимо ввести дополнительную балластную емкость в виде толстого слоя высококачественного диэлектрика. Принципиальная схема такого конденсатора приведена на рис. 30.

Благодаря тому, что в процессе измерений диэлектрическая постоянная изолятора ϵ_g и его геометрические размеры практически не изменяются, то часть емкости:

$$C_1 = \epsilon_g \cdot C_g = \text{const} \quad (5.13)$$

Общая емкость двух последовательно соединенных конденсаторов подсчитывается по формуле:

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C_1} + \frac{1}{\epsilon \cdot C_2} \quad (5.14)$$

Подставляя это выражение в формулу Томсона (5.3), для зависимости частоты от параметров контура получим:

$$f = \frac{1}{2\pi \sqrt{L_0 \frac{C_1 \epsilon \cdot C_2}{C_1 + \epsilon \cdot C_2}}} \quad (5.15)$$

Возводя для удобства расчетов это выражение в квадрат, можно разбить правую часть на два слагаемых:

$$f^2 = \frac{1}{4\pi^2 L_0 C_1} + \frac{1}{4\pi^2 L_0 C_2} \cdot \frac{1}{\epsilon} \quad (5.16)$$

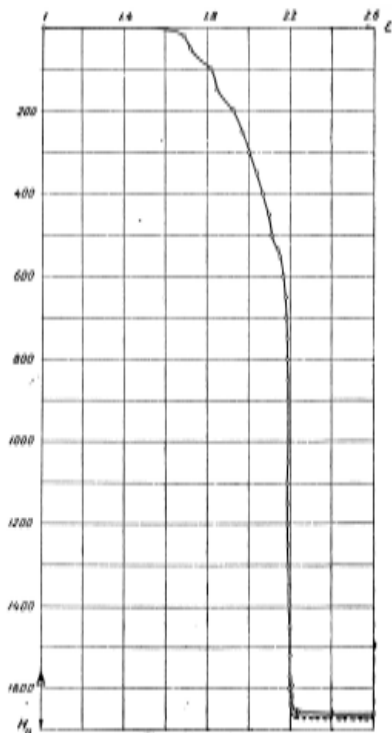
или:

$$f^2 = f_1^2 + f_2^2 \cdot \frac{1}{\epsilon} \quad (5.17)$$

где:

$$(5.18)$$

Отсюда нетрудно получить выражение



для диэлектрической постоянной среды, заполняющей проточный конденсатор C_2 :

$$\epsilon = \frac{f_2^2}{f^2 - f_1^2} \quad (5.19)$$

Для определения входящих в это выражение значений f_1 и f_2 , необходимы дополнительные граничные условия, которые без труда получаются из эксперимента. Измерение частоты перед спуском прибора в скважину дает первое уравнение

$$\epsilon = \epsilon_0 = 1; \quad f_0^2 = f_1^2 + f_2^2 \quad (5.20)$$

Второе уравнение можно записать при попадании прибора в чистую водяную зону в зумпфе скважины:

$$\epsilon = \epsilon_b; \quad f_b^2 = f_1^2 + f_2^2 \cdot \frac{1}{\epsilon_b} \quad (5.21)$$

Комбинируя эти два выражения, получим выражение:

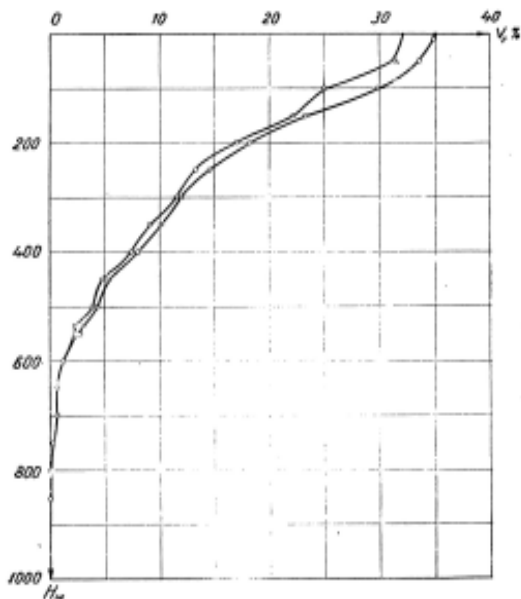
$$f_1^2 = f_0^2 - \frac{(f_0^2 - f_b^2)\epsilon_b}{\epsilon_b - 1} \quad (5.22)$$

$$f_2^2 = \frac{(f_0^2 - f_b^2)\epsilon_b}{\epsilon_b - 1} \quad (5.23)$$

представляющие собой определенные числовые значения.

При создании конкретной конструкции прибора следует иметь в виду, что значение f_1 (5.22) очень близко к величине f_b . Чтобы убедиться в этом, достаточно выражению (5.22) пренебречь единицей, по сравнению с большой величиной $\epsilon_b = 80$, и сразу с точностью до 1-2 % получается равенство $f_1 = f_b$.

Другими словами, оценивая нижний порог частоты рабочего генератора при нахождении конденсатора



в хорошо электропроводящей среде в виде пластовой воды, емкостью C_2 можно пренебречь. Она как бы замкнута накоротко. Собственно, это условие и является основным при выборе толщины и величины диэлектрической постоянной изоляционного слоя конденсатора.

Кроме этой особенности в рабочей конструкции прибора всегда будет присутствовать паразитная емкость монтажа, шунтирующая рабочий конденсатор датчика. В общем случае принципиальная схема распределения емкости прибора будет выглядеть так, как изображена она на рис.31. Нетрудно убедиться, что выражение (5.19) в этом случае несколько усложнится и примет вид:

$$\epsilon = \frac{f_2^2(f_3^2 - f^2)}{f^2(f_1^2 + f_3^2) - f_1^2 f_3^2} \quad (5.24)$$

По индексам частоты соответствуют индексам емкостей, указанных на рис.31. Для нахождения постоянных параметров прибора f_1 или соответствующих им C_p , необходимы уже не два, а три граничных значения, то есть определение их при значениях диэлектрических проницаемостей в уравнении (5.24) для газа, нефти и воды.

На рис. 32 приведен схематический разрез глубинного датчика обводненности. Его основное отличие от описанного выше прибора (рис. 29), кроме чисто конструктивных изменений состоит во введении на внутреннем электроде толстого слоя изоляции.

Как отмечалось в предыдущем параграфе, определение диэлектрической постоянной газо-водо-нефтяной смеси еще не дает возможности найти количественное соотношение между объемами фаз в потоке. Для этого необходимо принять какую-то гипотезу о структуре потока и воспользоваться соответствующей формулой, связывающей диэлектрические проницаемости фаз с их объемным содержанием в смеси. Для газонефтяных смесей с большой степенью точности была принята формула Лихтнекера (5.8), справедливая для диэлектриков с малым значением ϵ во всем диапазоне концентраций V от 0 до 1. Минерализованная пластовая вода является электропроводящей средой, что сильно осложняет расчеты. Неизвестна еще в достаточной степени и структура водонефтяной смеси в потоке, поэтому в литературе [47-49] предлагается большое количество выражений для диэлектрической постоянной водо-нефтяной смеси – от упрощенной формулы Максвелла:

$$\epsilon_{см} = \epsilon_H \cdot (1 + 3V_V) \quad (5.25)$$

до соотношений, полученных из опыта [49]:

$$\epsilon_{см} = \epsilon_H + \frac{V_1(\epsilon_b - \epsilon_H) - (\epsilon_H + 2)}{(\epsilon_b + 2) - V_1(\epsilon_b - \epsilon_H)} \quad (5.26)$$

Необходимая количественная зависимость диэлектрической постоянной водонефтяной смеси от структуры

потока и концентрации фаз требует еще серьезного экспериментального и теоретического исследования.

На рис.33 приведен график распределения диэлектрической постоянной смеси по стволу и забою скважины № 1735 Ромашкинского месторождения, снятый с помощью глубинного датчика, изображенного на рис.32. Эта скважина, после капитального ремонта, считается практически безводной. Как и следовало ожидать, в этом случае кривая распределения состоит из трех частей. Увеличение диэлектрической проницаемости смеси в верхней части скважины обусловлено постоянным уменьшением газонасыщенности потока с глубиной. Примерно с 800 метров начинается почти вертикальный участок, соответствующий однофазному потоку чистой нефти. Некоторый наклон зависит от небольшой примеси воды в нефти, либо, что более вероятно, просто указывает на увеличение ϵ_n с ростом давления.

На уровне нижних отверстий перфорации кривая делает резкий скачок до значений, соответствующих почти чистой воде. Своего максимального значения ϵ не достигает потому, что при быстром переходе прибора от нефти к воде, часть ее высокомолекулярных соединений остается еще на стенках проточного конденсатора, занимая некоторый объем. Кроме того, в зумпфе скважины могут содержаться остатки глинистого раствора, и сама пластовая вода из-за сильной минерализации имеет пониженную диэлектрическую проницаемость по сравнению с дистиллированной или просто пресной водой. Не исключено и наличие в зоне, лежащей ниже притока, стойкой водонефтяной эмульсии, образовавшейся после промывки скважины. Все эти причины в той или иной степени обуславливают некоторый разброс в показаниях датчика при попадании его в чисто водяную зону различных скважин.

Частота генератора глубинного прибора также меняется в значительных пределах при последовательной смене состава, заполняющего проточный конденсатор. Показания в чисто газовой и водной среде лежат по краям диапазона. В конкретном случае описываемого прибора соответствующие частоты равны 425 и 275 кГц. При достижении однофазного потока чистой нефти частота смещается примерно на одну треть от начала диапазона и достигает значений $f_n = 368,1$ кГц. Таким образом, изменение диэлектрической проницаемости среды всего на одну единицу от $\epsilon_r = 1$ до $\epsilon_n \sim 2,2$ перекрывает по частотной шкале более одной трети всего диапазона. Остальные две трети приходятся на изменение ϵ от 2,2 до 80. Все это с очевидностью говорит о том, что между объемным содержанием фаз с разной диэлектрической постоянной в конденсаторе и результирующей частотой связь носит явно нелинейный характер. По-видимому, она, как уже указывалось, близка к логарифмической зависимости. Поэтому, и в этом приборе объемная газонасыщенность $\beta_r = \gamma_r$ в верхней части

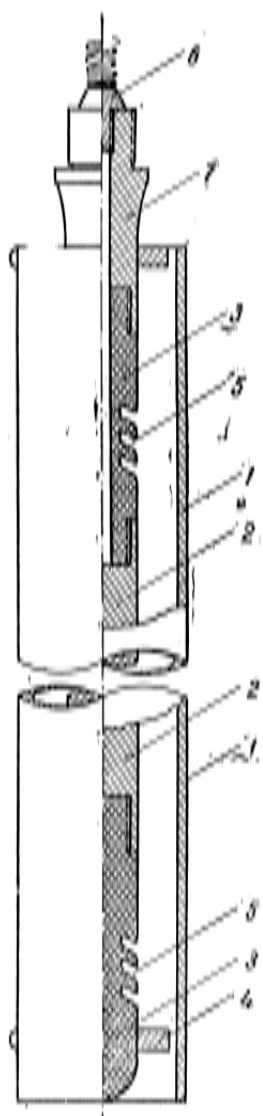


Рис.35. Прибор для снятия вольтамперных характеристик в скважине. 1 – наружный электрод соединенный с корпусом прибора, 2 – центральный электрод, 3 – изоляторы, 4 – перемычки крепления, 5 – газовые карманы, 6 – фарфоровый проходной изолятор, 7 – головка прибора. Рис.35 а-в. Схемы его включения.

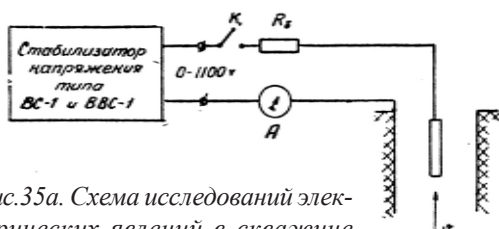


Рис.35а. Схема исследований электрических явлений в скважине с помощью двухэлектронного

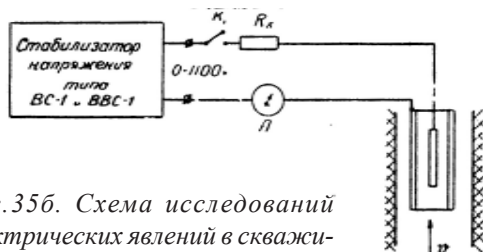
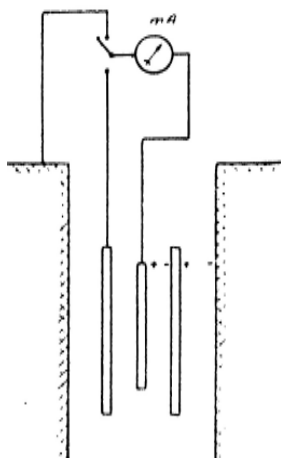


Рис.35б. Схема исследований электрических явлений в скважине с помощью одноэлектронного прибора.

Рис.35в. Схема для измерений токов между электродами в скважине.



лифта определяется, как и прежде, по известным значениям частоты в лубрикаторе f_p в потоке f_{cm} и в нефти при давлении выше насыщения f_n , то есть по формуле (5.12).

На рис.34 приведена пересчитанная таким образом кривая объемной газонасыщенности для скважины № 1735.

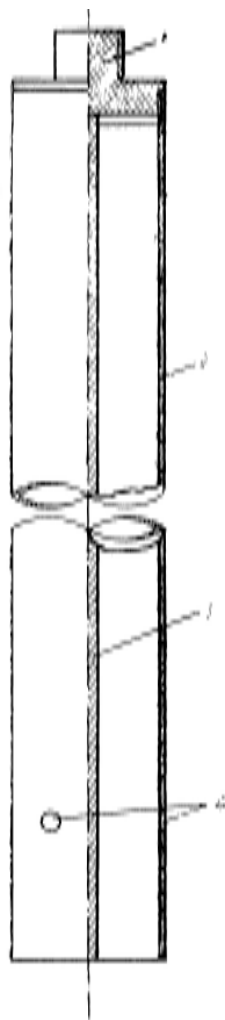
На первый взгляд может показаться, что введение толстого изолирующего слоя с постоянной емкостью искажает значение газонасыщенности, определенное без его учета, и требует введения поправок в формулу (5.12). Действительно, исходные формулы для определения ϵ (5.10) и (5.19) несколько отличаются, но экспериментальный пересчет показывает, что они дают совпадающие показания.

Чтобы излишне не усложнять обработку показаний, а также учитывая тот факт, что до сих пор нет надежной формулы для связи объемной концентрации воды в нефти или, наоборот, с диэлектрической постоянной смеси, при определении водонасыщенности используется также зависимость типа (5.12)

$$V_b = \frac{\epsilon f_{an} - \epsilon f_b}{\epsilon f_n - \epsilon f_b} \quad (5.27)$$

Она справедлива для зоны, лежащей ниже точки начала разгазирования нефти. Таким образом, прибор является универсальным датчиком диэлектрической проницаемости потока.

Обработка же экспериментальных данных состоит из двух частей. Показания в скважине выше точки давления насыщения пересчитываются по формуле (5.12), где за f_n берутся данные для однофазного потока в данной скважине независимо от степени его обводненности. Для нижней части скважины используется выражение



(5.27). В этом случае $f_{\text{он}}$ — показания прибора в чистой необводненной нефти. В реальной обводненной скважине нет такого места, где можно было бы экспериментально измерить эту частоту. Поэтому при практических расчетах, допуская некоторую степень погрешности, для этой цели используются показания этого

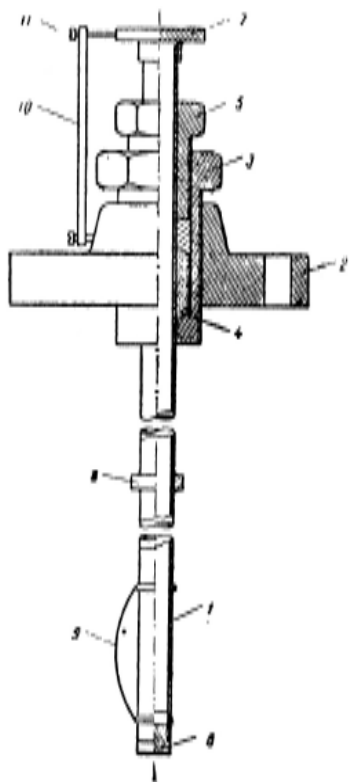


Рис.37. Приспособление для спуска труб в скважину. 1 — цельнонатянутая труба, 2 — арматурный флянец, 3 — гнездо сальника, 4 — резиновое уплотнение, 5 — крышка сальника, 6, 7 — заглушки, 8 — ограничительная шайба, 9 — центрирующие проволочные душки, 10 — фиксирующие тяги.

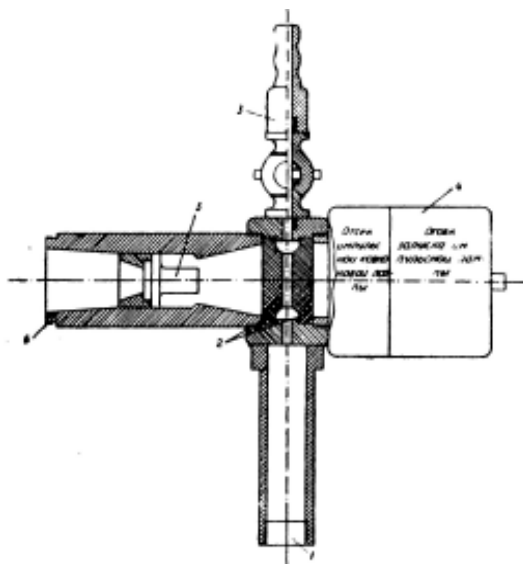


Рис.38. Приспособление для фотографирования структуры газонефтяного потока на устье скважины. 1-вход газонефтяной смеси, 2-плексигласовые прозрачные пластины, 3-выходной патрубок с краном, 4-импульсная лампа ИС-50, 5-объектив, 6-место подсоединения фотоаппарата ФЭД или “Зоркий”.

*ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ,
ПРОИСХОДЯЩИХ В СКВАЖИНЕ
ПРИ ПОДЪЕМЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА
НА ПОВЕРХНОСТЬ
И РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ
БОРЬБЫ С ВОЗНИКАЮЩИМИ
ОСЛОЖНЕНИЯМИ*

Глава I

ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ФОНТАННОГО ЛИФТА С ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТЬЮ

§ 1. Движение газожидкостной смеси по трубам

Вторым, качественно новым технологическим этапом в добыче нефти после движения по мельчайшим порам продуктивного горизонта, является подъем ее в скважине по трубам на поверхность. Изменение внешних термодинамических условий приводит к превращению нефти из многокомпонентной, но в среднем однородной жидкости, какой она была в пласте, в сложный многофазный поток. Наиболее сильные изменения в структуре потока происходят при разгазировании нефти. В связи с этим проблема движения двухфазной газожидкостной смеси по длинным трубам приобрела особо важное значение в нефтяной промышленности.

После второй мировой войны появился ряд монографий, обобщающих накопленный опыт теоретических и экспериментальных исследований в этой области [170,171]. Однако благодаря сложности вопроса физическая картина продолжает оставаться недостаточно ясной.

В последующих работах на более высоком уровне разбираются все те же задачи: с одной стороны, экспериментальное наблюдение в лабораторных условиях структуры газожидкостного потока и определение некоторых параметров движущейся смеси при различных режимах; с другой – теоретический расчет подъема жидкости с помощью попутного нефтяного газа или воздуха. Внимание к этим вопросам было вполне понятно, так как до недавнего времени значительное количество нефти добывалось на промыслах страны компрессорным способом.

Развитие нефтедобычи в восточных районах, где преобладающим методом является фонтанный, сделало актуальными еще несколько задач: расчет забойного давления по известным свойствам нефти и параметрам, измеренным на устье скважины [172-175], определение минимального забойного давления фонтанирования [176] и др.

Развитие новых гидродинамических методов исследования пласта, основанных на кривой восстановления давления на забое остановленной скважины, так же тесно связано с процессами, протекающими в лифте [2,3,105,177,178].

На первых этапах изучения движения газированной жидкости в лабораторных условиях в зависимости от количественного соотношения между движущимися объемами жидкости и газа, было установлено наличие трех режимов течения

[179].

При первом, пенном режиме, отдельные газовые пузырьки движутся в общей массе жидкости. При втором, так называемом четочном или пробковом, газ и жидкость движутся попеременно, занимая все сечение трубы. С переходом в третий – стержневой или кольцевой режим – жидкость оттесняется к стенкам труб, а центральную часть по всей длине занимает газ.

А.А. Арманд [180] указывает, что между вторым и третьим режимами движения существует переходный, при котором в столбиках жидкости, следующих за столбиками газа, начинается образование и разрастание газовых пузырьков.

С.И. Костерин [181] разбивает четочный режим еще на три отдельных типа: 1) с чистой поверхностью раздела между газом и жидкостью; 2) с пенообразованием на задней границе; 3) с пенообразованием по всей поверхности раздела. При большом объемном содержании газа он наблюдает «сильно диспергированное течение, когда газожидкостная смесь течет в виде более или менее однородной пены, как бы газожидкостной эмульсии».

Упомянутые работы [179-181] выполнены на лабораторных лифтах с использованием водовоздушных смесей, далеких по своим свойствам от водонефтяных эмульсий. Некоторое приближение к реальным условиям в скважине при проведении лабораторных опытов показывает, что картина течения сильно усложняется. Так, С.И. Костерин [182] утверждает, что при добавлении в воду небольшого количества мыла, снижающего поверхностное натяжение воды на границе с воздухом, увеличивается степень дисперсности газовых пузырьков на всех режимах. Г.С. Лутошкин [174] при наличии в жидкости поверхностно активных компонент, отмечает даже появление нового сотового вида структуры потока. Им же исследовалось и влияние вязкости и сорта жидкости на характер течения смеси по вертикальным трубам.

При рассмотрении перечисленных выше работ следует иметь в виду еще одну особенность. Все эти опыты имитируют компрессорную скважину, хотя результаты экспериментов используются и в расчетах фонтанных подъемников.

Одновременно с проведением лабораторных исследований проводилось и теоретическое изучение движения газожидкостной смеси. Большая часть, из них относится к разработке теории воздушного подъемника [170-173, 179, 183-185], начиная от расчета движения отдельного газового пузырька [183-185] до выведения формул, описывающих в общем виде законы подъема жидкости в скважине [170, 174, 179] и даже системы пласт-скважина [186].

Сложность процессов, происходящих при подъеме нефти от пласта до поверхности, и почти полное отсутствие экспериментальных данных по исследованию реального фонтанного и компрессорного лифта привели к тому, что до настоящего времени нет еще законченной теории движения газожидкостной смеси по длинным трубам, достаточно хорошо подтвержденной опытом [187].

Чтобы в какой-то мере восполнить этот пробел, в последующих главах настоящего раздела приводятся результаты комплексных исследований реальных нефтяных скважин, на основании которых строятся представления о тех физических и физико-химических процессах, которые протекают в потоке при подъеме нефти по лифтовым трубам.

§ 2. Виды потока в скважине

Практика исследований показала, что достаточно рассматривать Ромашкинскую, Бавлинскую или Гуймазинскую нефть, как состоящую из насыщенных парафиновых углеводородов метанового ряда с общей формулой C_nH_{2n+2} . Имеющиеся углеводороды нафтенового C_nH_{2n} и ароматического основания C_nH_{2n-6} включаются в состав жидкой фазы. Кроме перечисленных компонент в нефти растворено некоторое количество не углеводородных газов, из которых наибольшее значение имеет азот. Необходимо учитывать также и постоянный спутник нефти – пластовую воду с растворенными в ней минеральными солями.

В скважине, при определенных условиях, часть легких углеводородов с $1 \leq n \leq 5-7$ так же, как и азот, выделяются из нефти и переходят в газообразное состояние. Точка начала образования газовой фазы в потоке носит название давления насыщения нефти газом и обозначается P_H

Наиболее тяжелые углеводороды с $17 \leq n \leq 35$ при атмосферных условиях являются твердыми кристаллическими веществами. В пластовых условиях, как уже говорилось, они полностью растворены в нефти и выпадают из нее в виде твердой фазы только при достижении раствором насыщения. Условия насыщения определяются количеством твердых углеводородов, растворяющей способностью нефти, давлением и температурой. В дальнейшем эта вторая, особая, точка потока будет характеризоваться как температура насыщения и обозначается T_H . Давление и температура насыщения, определяющие точки появления в жидкости газообразной и твердой фаз, являются важнейшими характеристиками потока в скважине. Наличие P_H и T_H позволяет вести элементарную классификацию потока и более дифференцировано подойти к его изучению.

I. Однофазный поток наблюдается в скважине в тех случаях, когда давление и температура в нем превышают давление и температуру насыщения, т.е. $P > P_H$ $T > T_H$

По существующей технологии однофазный поток наблюдается в призабойной части всех эксплуатационных скважин Ромашкинского, Бавлинского и многих других месторождений. В зависимости от скорости подъема жидкости, ее течение может быть ламинарным или турбулентным с различными коэффициентами трения и теплоотдачи.

II. Двухфазный поток в зависимости от термодинамических условий может иметь два вида:

1) Жидкость + газ в том случае, когда $P < P_H$ $T > T_H$;

2) Жидкость + твердая фаза при $P > P_H$ $T < T_H$.

Первый вид реализуется в большинстве высокодебитных скважин с высокой забойной и устьевой температурой. Второй вид, наоборот, наблюдается в малодебитных скважинах с высоким буферным давлением и невысокой температурой забоя.

III. Трехфазный поток в зависимости от последовательности образования фаз может иметь также две разновидности:

1) Жидкость + газ + парафин, т.е. твердая фаза появляется в потоке после начала разгазирования нефти. Если через H обозначить расстояние от устья до какого-то сечения скважины, то это условие можно записать так: $H(P_H) > H(T_H)$;

2) Жидкость + парафин + газ, т.е. $H(P_H) < H(T_H)$.

Первая разновидность преобладает и поэтому исследовала более подробно. За последние годы, в связи со значительным подъемом пластового давления на Ромашкинском месторождении и зажимом дебита у скважин первых эксплуатационных рядов, трехфазный поток в них из первой разновидности перешел во вторую, значительно осложнив процессы, происходящие в скважинах.

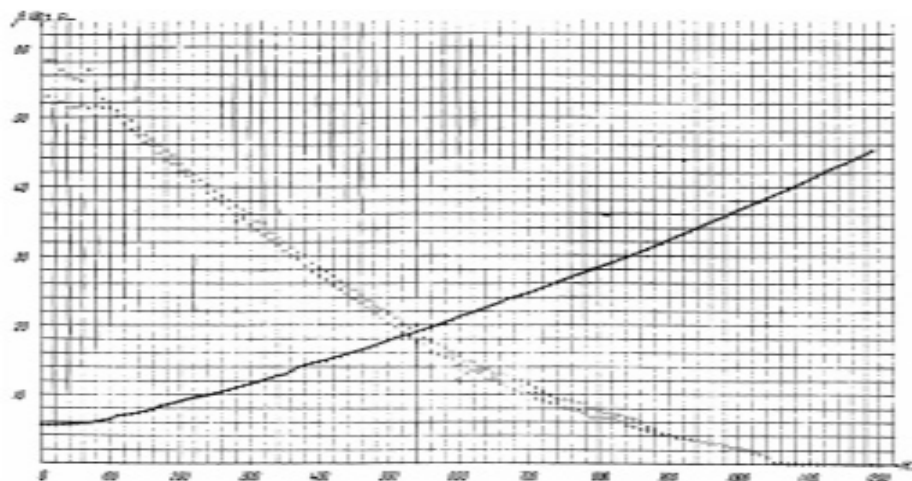
Другим серьезным обстоятельством, также осложнившим физику процессов в скважине, явился перевод части промыслов на однотрубную системы сбора нефти и газа. При такой технологии у каждой скважины появился горизонтальный отрезок лифтовых труб той или иной протяженности. Гравитационное разделение фаз, которое играло сугубо подчиненную роль в вертикальном быстро движущемся столбе жидкости, стало и в горизонтальном участке основной причиной, определяющей структуру и свойства потока. Наличие горизонтального лифта привело к изменению режима и в вертикальной части скважины.

Приведенная классификация еще не учитывает всех видов потока, встречающихся на одном только Ромашкинском месторождении. Пластовая вода, или вода, прорвавшаяся от нагнетательных скважин, представляет из себя также отдельную несмешивающуюся с нефтью фазу. Опыт показал, что при небольшом процентном содержании воды в добываемой нефти, ее влиянием на структуру и свойства потока можно пренебречь, включив в состав жидкой фазы. Однако при более значительной обводненности лифта происходят сильные изменения всех параметров скважины. В связи с этим обводненный лифт со всеми тремя видами потока требует самостоятельного изучения.

Еще одним вопросом, тесно связанным со свойствами трехфазного потока, является возникновение отложений на стенках труб, состоящих из высокомолекулярных компонент нефти.

Комплексное изучение дистанционными приборами особенностей фонтанного лифта с парафинистой нефтью позволяет вскрыть механизм многих явлений, про-

исходящих в потоке, и наметить пути улучшения технологии добычи нефти.



Глава II

ДВУХФАЗНЫЙ ПОТОК

§ 3. Условия существования двухфазного потока первого рода в фонтанных скважинах Ромаикинского месторождения

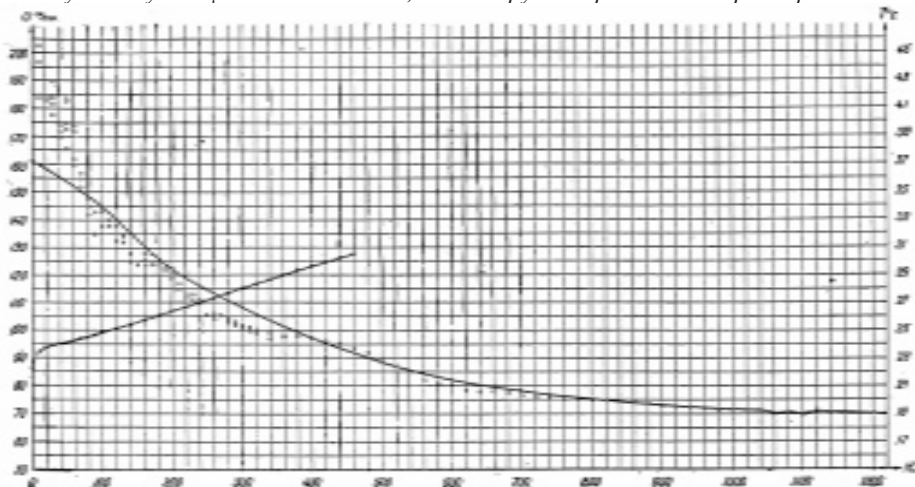
Двухфазным потоком первого рода в дальнейшем будет называться такое движение нефти по трубам, когда температура нефти не достигла точки насыщения, и твердые углеводороды еще удерживаются в растворе, а выделение азота и легких углеводородов в газовую фазу уже началось, т.е. $P < P_H$ и $T > T_H$.

Такой режим потока ограничен с одной стороны точкой давления насыщения, с другой – точкой температуры насыщения, причем $H(P_H) > H(T_H)$.

По общепринятой методике [188-190] определение давления насыщения P_H производится в бомбе PVT при разгазировании глубинной пробы нефти, взятой с данного месторождения или его отдельного участка.

Температуру насыщения нефти по отношению к твердым углеводородам определяют также в лабораторных условиях в специальных термостатированных камерах высокого давления. Для этого используют как визуальное наблюдение за появлением первых кристаллов парафина [191], так и другие методы фиксации новой фазы в растворе [192-193].

Таким образом, если известно распределение давления и температуры по стволу эксплуатационных скважин, то нетрудно произвести предварительное,



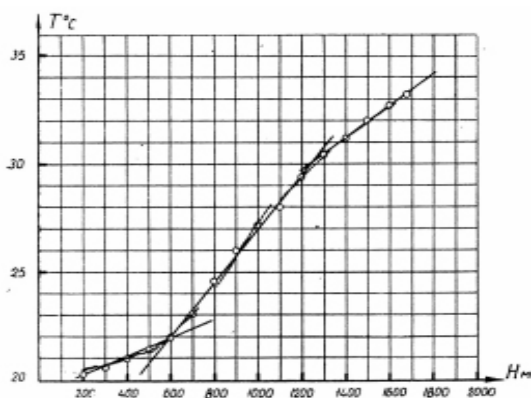
прикидочное определение характера потока в каждом конкретном случае. На Ромашкинском месторождении, несмотря на плоское залегание продуктивного горизонта и поддержание пластового давления, разброс пластовых параметров и эксплуатационных характеристик настолько велик, что всегда имеется возможность подобрать скважины с самой разнообразной последовательностью смен режимов потока.

Как уже говорилось, значительная протяженность двухфазного потока первого рода наблюдается в высокодебитных скважинах с высокой пластовой температурой и низким буферным давлением. Совокупность этих условий смещает верхнюю границу двухфазного потока ближе к устью скважин, а нижнюю, наоборот, приближает к забою, раздвигая тем самым область существования в лифте газожидкостной смеси.

На рис.1 и рис.2 приведен комплекс данных по распределению давления, объемной газонасыщенности, температуры и скорости потока по стволу одной из таких скважин Зай-Каратаевской площади Ромашкинского месторождения. Скважина № 4, глубиной 1700 м, оборудована 2,5" лифтовыми трубами. Температура пласта около 40°C.

В период исследования (июль-август 1957 г.) при пластовом давлении 151,5 атм. и дебите $Q=142$ м³/с скважина имела $P_{\text{заб}}=131,9$ атм., $P_{\text{загр}}=4,4$ атм., $P_{\text{буф}}=11,3$ атм. и $T_{\text{буф}}=22,3^\circ\text{C}$. Газовый фактор нефти около 56 м³/т. Режим работы установлен, т.е. скважина до измерений в течение длительного времени работала без остановки и смены штуцера.

Черные точки на рис.1 и рис.2 относятся к давлению и температуре, а белые кружочки – к скорости потока и его объемной газонасыщенности β . Ввиду того, что специальные измерения однофазного потока не производились, эксперимен-



тальные замеры как правило прекращались на глубине 1200 м, где условия $P > P_H$ и $T > T_H$ выполнялись для всех исследованных скважин. Чтобы не возвращаться больше к этому вопросу, следует отметить, что в зоне однофазного потока давление, температура, скорость потока и его диэлектрическая проницаемость флуктуируют в некоторых пределах, небольших по абсолютной величине, но вполне обнаружимых малоинерционными дистанционными приборами. На давлении и скорости потока

и на измеряемых величинах сказываются как колебания пластовых параметров, так и динамика процессов, протекающих в вышележащем столбе смеси, особенно в предустьевом участке. Изменение же диэлектрической проницаемости и температуры говорит о неоднородности нефти, поступающей на забой скважины и неравномерной примеси воды. Величина флуктуаций ограничивает точность измерений параметров потока.

Начало газовыделения в потоке, а следовательно, и точку перехода однофазного потока в двухфазный, в принципе можно определить по любому параметру, приведенному на рис.1 и рис.2. Это обусловлено тем, что появление газовых пузырьков в нефти приводит к увеличению плотности смеси и скорости ее течения. Благодаря охлаждающему действию расширяющегося газа происходит изменение и температуры потока.

Наиболее четко этот фазовый переход отмечается на кривых объемной газонасыщенности и скорости потока. Кривая распределения давления из-за малой точности широкодиапазонных приборов и значительных флуктуаций дает лишь приближенное значение точки $H(P_H)$.

На температурной кривой обычно достаточно четко отмечается излом у нижней, более глубоко лежащей границы двухфазного потока. В качестве наглядного примера на рис.3 приведена подобная кривая для скважины № 78 Южно-Ромашкинской площади, расположенной рядом с экспериментальным участком. Однако, как показали дальнейшие исследования [194,195], этот излом не всегда можно однозначно отнести к началу появления газовой фазы. Причина заключается в том, что на той же глубине около 1000 м, где обычно начинается выделение газа, в большинстве скважин Ромашкинского месторождения резко меняется теплопроводность пород, окружающих скважину. Увеличившаяся теплоотдача от потока в грунт маскирует небольшие изменения в температуре нефти за счет выделяющегося газа.

Определение верхней границы двухфазного потока, т.е. точки перехода его в трехфазный, вызывает большие затруднения. В отличие от разгазирования нефти, выпадение кристалликов парафина не вызывает резкого изменения ни одного из параметров потока в действующей скважине. Исключение составляют, пожалуй, появление отложений на стенках лифтовых труб, по которым судят обычно о глубине начала появления твердой фазы в потоке, и небольшой излом на кривой распределения температуры (рис.3).

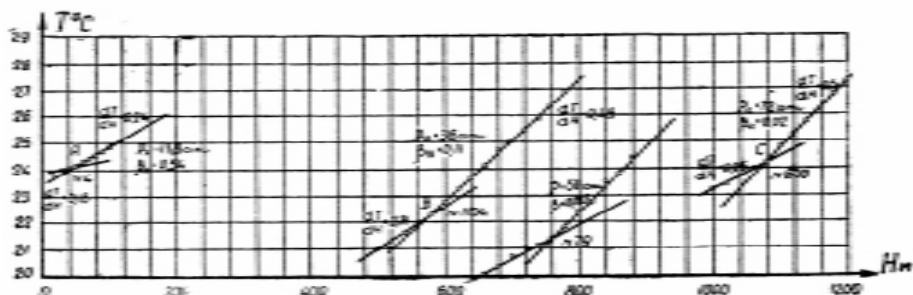
Появление излома в верхней части температурной кривой обусловлено тем, что при выпадении твердого парафина из раствора выделяется скрытая теплота кристаллизации, которая и подогревает нефть в трехфазном потоке. На рис.4 иллюстрации приведены соответствующие участки кривых для нескольких скважин. Необходимые данные, характеризующие эти точки, даны на рисунке. Не четко выраженная разница двух и трехфазного потоков в переходной зоне делает наиболее перспективным лишь комплексную методику определения этого перехода

одновременно по всем измеряемым параметрам. Опираясь на наличие точек излома у температурных кривых, а также на изменение в поведении объемной газонасыщенности и скорости потока, при появлении в газонефтяной смеси кристалликов парафина, можно приблизительно оценить температуру насыщения в скважинах Ромашкинского месторождения.

Распределение точек излома на рис.4 показывает, что они имеют почти одну и ту же температуру для различных скважин, хотя и расположены на самых различных глубинах. Для скважины № 600 T_H достигается на глубине более тысячи метров при давлении в потоке около 72 атм. Для скважины № 4, наоборот, точка T_H расположена у самого устья при давлении всего в 14 атм. Также случайно отличаются и их объемные газонасыщенности: в первом случае $\beta = 0,02$, во втором $\beta = 0,5$. Имеются и промежуточные случаи. Такое положение кажется несколько странным.

Если обратиться к литературе по вопросам выпадения парафина из нефти, то в ней нет единого мнения об эффективности влияния различных факторов на начало выкристаллизовывания твердой фазы. Одни авторы [196] считают, что с ростом давления, особенно в интервале 0-30 атм, растет температура насыщения по отношению к парафину с 17°C при атмосферных условиях до 24°C при давлении в 30 атм. и выше (данные для Туймазинской нефти). Другие [190,191,197] приводят соответствующий коэффициент величиной всего в 0,01 – 0,02 град/атм. При этом для Ромашкинской нефти в одном случае $T_H = 16^\circ\text{C}$ [190], в другом $T_H = 22^\circ\text{C}$ [197].

Значительно большее влияние на температуру начала кристаллизации оказывает изменение газонасыщенности нефти [190]. Поправочный коэффициент составляет 0,2 град/см³. Для той же Ромашкинской нефти была найдена и значительно меньшая зависимость [197]. Изучалась также связь T_H с давлением, газонасыщенностью, плотностью, вязкостью нефти и ее составом [198]. Установлено, что все перечисленные факторы влияют на начало выпадения твердой фазы. При этом с ростом той или иной величины, за исключением давления, T_H уменьшается.



В работе [198] впервые было получено, что в реальных условиях действующих скважин температура начала кристаллизации твердой фазы значительно выше, чем при определении в лабораторных условиях из нефти той же самой скважины. В дальнейшем это положение было развито и в промысловых условиях. T_H для Ромашкинского месторождения стала определяться в 30–32°C [199,200]. В связи с упомянутыми работами [199,200] следует оговориться, что определение T_H в них производилось по появлению на лифтовых трубах первых небольших и очень редких пятен высокомолекулярных компонент нефти.

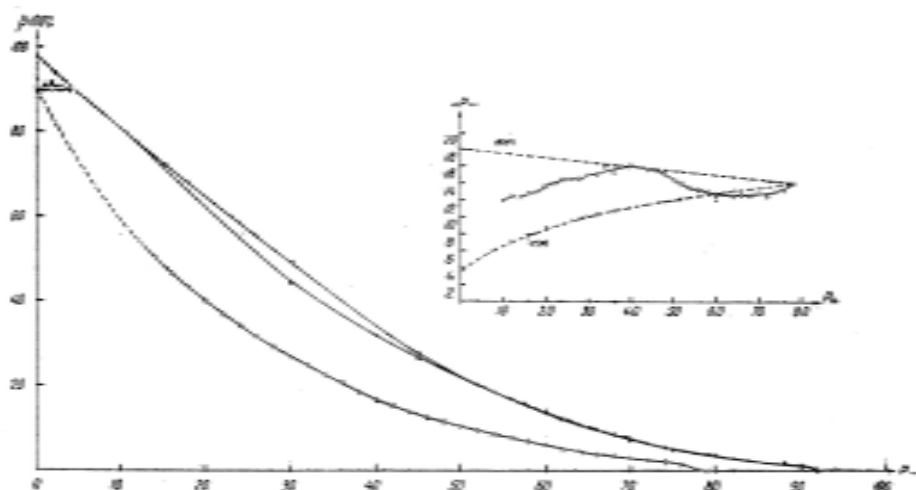
Работы В.М. Фокеева [201–204] пока трудно принимать в расчет, так как они выполнены в условиях, далеких от существующих в реальных скважинах.

Зависимость температуры насыщения от состава нефти, давления, объемной газонасыщенности, вязкости и других параметров потока осложняет определение ее значения для всего месторождения как какой-то константы. К приведенным трудностям следует добавить, что и пластовые параметры нефти сильно меняются для различных частей одного только Ромашкинского месторождения [205]. Так, вязкость μ лежит в пределах 2,2 – 4,2 сп., плотность пластовой $0,795 \leq \rho \leq 0,820$. Газовый фактор меняется от 43 м³/т до 71 м³/т и т.п. Неодинаково и процентное содержание в нефти, как самого парафина, так и других высокомолекулярных соединений, входящих в состав отложений. Все это требует индивидуального подхода к точке перехода потока из одного фазового состояния в другое в каждой скважине.

Возвращаясь теперь снова к рисункам 1 и 2, можно констатировать, что для скважины № 4 и ей подобных область двухфазного потока первого рода простирается от 1070 м почти до самого устья. В других, более «холодных» скважинах этот участок будет значительно меньшим. Так, для скважины № 28 двухфазный поток кончается на глубине около 370 м (рис.11) скважины №1104 – 580 м (рис.15) и т.д. Для малодобитных скважин типа № 79 (рис.17) или № 600 (рис.15) область существования двухфазного потока практически равна нулю. В связи с этим при дальнейшем изложении в настоящей главе будет фигурировать, в основном, скважина № 4.

§ 4. Давление насыщения для двухфазного потока

Давление насыщения для нефти данного месторождения, как уже говорилось в предыдущем параграфе, определяется обычно в лабораторных условиях по началу газовыделения из глубинной пробы в бомбе PVT. Это термодинамически равновесное значение зависит от парциальных давлений различных компонент, входящих в состав попутного газа, при плоской границе раздела между $P_H^0(T)$ и газом. Последнее обстоятельство подтверждается тем, что величина $P_H^0(T)$ будет примерно одинакова, независимо от того, определена ли она по началу выделения газа из нефти или по окончанию его растворения в ней [188].



Экспериментальные исследования, проведенные непосредственно в нефтяных скважинах, показывают, что давление насыщения, определенное в условиях быстротекущего потока, меньше того значения, которое было определено для той же нефти в бомбе PVT на 10-15 % [206]. Последующие исследования других авторов подтвердили это положение [177], несмотря на имеющую место критику [207-208].

Учитывая, что выделение газа в потоке имеет свои особенности по сравнению с равновесным разгазированием в бомбе PVT, можно предположить, что на возникновение разности в величине давления насыщения влияют две причины: во-первых, некоторое пересыщение нефти газом и, во-вторых, различие в кривизне поверхности раздела между газовой и жидкой фазами.

На рис.5 для удобства анализа кривая контактного и дифференциального разгазирования Ромашкинской нефти в бомбе PVT нанесена на одном графике с кривой объемной газонасыщенности потока в скважине № 4. Подобную кривую построить нетрудно, так как в скважине измерялось и давление, и объемная газонасыщенность почти одновременно, и каждому значению давления можно сопоставить соответствующую величину объемного содержания газа в нефти.

Сопоставление начальных участков кривых показывает, что первая причина, по-видимому, не имеет существенного значения. Действительно, если бы в потоке имело место значительное пересыщение нефти газом, то, согласно общеизвестной теории [200], после возникновения новой фазы, рост ее шел бы весьма интенсивно

и система быстро достигала бы равновесных значений.

В рассматриваемом случае это означает, что с P_H^0 разница давления насыщения в скважине была бы занижена по сравнению с P_H^0 , но после начала газоделиения объемная газонасыщенность быстро достигла бы равновесного значения и в дальнейшем при более низких давлениях кривые совпали бы. Из рис. 5 видно, что этого не происходит. И начальные участки, и весь последующий ход кривых идет один параллельно другому. Ввиду того, что выделение газа происходит непрерывно при всех давлениях, наблюдавшихся в скважине, возможно, что некоторое пересыщение имеет место по всей длине потока, т.е. оно как бы распределено более или менее равномерно по всем сечениям скважины и по сопоставлению кривых не может быть выявлено.

Допуская, таким образом, некоторую вероятность пересыщения, следует все же считать, что основное расхождение в давлениях насыщения возникает в результате различной кривизны поверхности раздела между газом и жидкостью.

По достижении нефтью насыщения по отношению к растворенному в ней газу, вновь появляющейся газовой фазе для перехода в новое состояние необходимо преодолеть сопротивление жидкой среды, препятствующей образованию новой поверхности раздела. Так как газ появляется в виде отдельных сферических пузырьков, то дополнительная сила, необходимая для образования новой поверхности и выражающаяся через некоторое добавочное давление Δp , умноженного на площадь сечения пузырька, равна поверхностной энергии, умноженной на наибольший его периметр. Если обозначить через r радиус возникающего пузырька, а через σ поверхностное натяжение нефти на границе с газом, то можно записать:

$$pr^2 \Delta p = 2\pi r d \sigma$$

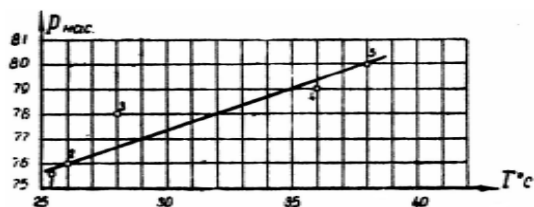
откуда:

$$\Delta p = \frac{2\sigma}{r} \quad (2.1)$$

т.е. получается хорошо известный частный случай формулы Лапласа для давления внутри пузырька [210]. Исходя из этого, для появления новой фазы при разгазировании нефти необходимо дополнительное снижение давления в системе на величину Δp по отношению к P_H^0 , полученной при плоской границе раздела фаз. Отсюда наблюдаемое в потоке давление насыщения будет равно:

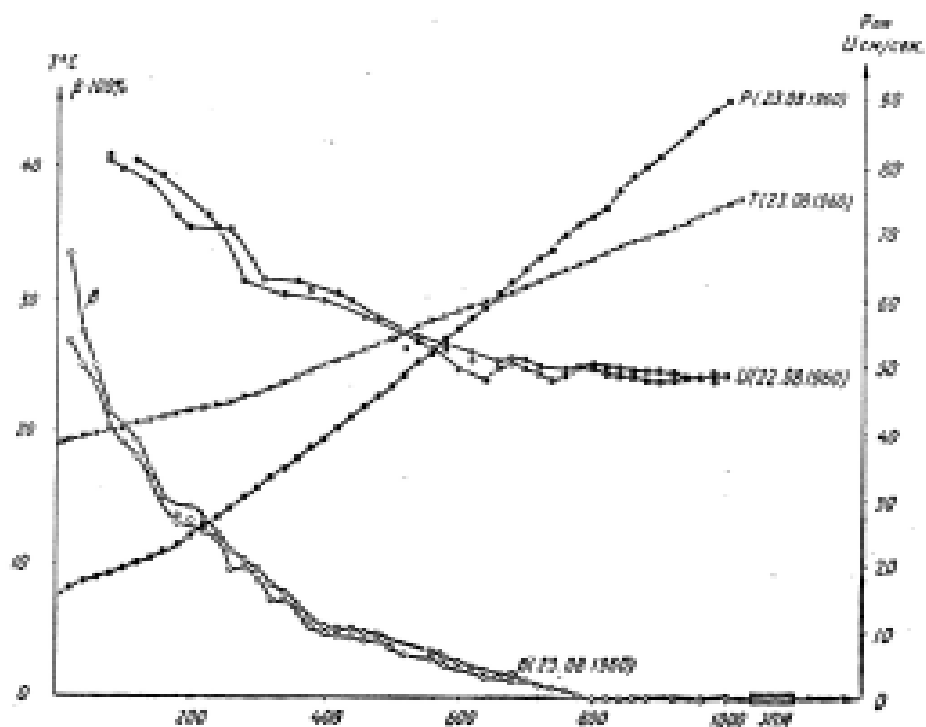
$$P_H = P_H^0 - \Delta p \quad (2.2)$$

При разгазировании нефти в бомбе PVT разница между наблюдаемым и истинным или равновесным значением очень невелика. Достаточно нескольким флюктуационным газовым пузырькам подняться в верхнюю часть камеры и слившись образовать там газовую шапку размером в несколько



микронов, чтобы величина Δr стала пренебрежимо малой величиной. Уже при таком размере газовой шапки границу раздела между фазами можно считать плоской.

Несколько иная картина наблюдается в скважине, где в результате динамики потока нет реальных условий для образования газовой шапки и соответственно плоской границы раздела между средами. Если исключить флюктуационные пузырьки, число которых относительно невелико, то основная масса по-



путного газа в скважине начнет выделяться из нефти при условиях, определяемых уравнением (2.2). Очевидно, что наблюдаемый при этом состав нефти будет, кроме температуры, зависеть еще от поверхностного натяжения и радиуса возникающих пузырьков. Правда сам радиус пузырька является величиной, зависящей от σ , а σ в свою очередь зависит от температуры [211]. В связи с этим уравнение (2.2) можно записать в виде:

$$P_H(T, d, r) = P_H^0(T) - \Delta P(d, r) \quad (2.3)$$

Динамическое давление насыщения не является какой-то новой величиной – это все то же термодинамически равновесное значение лишь учитывающее кривизну поверхности раздела между фазами. Как уже говорилось на его экспериментально определяемую величину в скважине влияет в какой-то степени появлять эффект пересыщения нефти газ: $P_H^0 = 96 \pm 4$

Интересно отметить, что для Ромашкинского месторождения $P_H^0 \leq 96$. Динамическое же давление насыщения в скважинах меняется в значительных пределах атм. Это тесно связано с температурными особенностями горизонта D_1 . С запада на восток от периферии к центру залежи, P_H^0 растет, а температура пласта падает. При определении P_H^0 – это учитывается автоматически, в то время как измерение P_H^0 в бомбе PVT производится всегда при одной и той же средней температуре пласта.

На рис.6 приведен график зависимости динамического давления насыщения от температуры. Некоторый разброс точек обусловлен тем, что газовый фактор у исследованных скважин различен. В связи с этим приведенный график может служить лишь для приближенной оценки. Снижение температуры потока угнетающе действует не только на величину P_H^0 но и на весь ход разгазирования нефти в скважине.

На практике при исследованиях пришлось столкнуться еще с одним фактором, который также в какой-то мере препятствует выделению попутного газа из нефти.

На рис.7 приведен комплекс данных для скважины № 1115 Абдрахмановской площади, оборудованной электроцентробежным насосом (ЭЦН), установленным на $H=1057$ м. Как видно из рисунка, несмотря на некоторый подогрев нефти электродвигателем насоса из-за перехода многочисленных ступеней центробежного насоса задерживает выделение попутного газа. Давление насыщения оказывается равным всего 70 – 72 атм., в то время как P_H^0 для этой скважины равно 96 атм. Разница достигла 24 – 26 атм.

Из этих измерений следует, что лифт под ЭЦН всегда несколько тяжелее, чем в эквивалентных по параметрам фонтанных скважинах. Так, например, объемная газонасыщенность при $P=25$ атм. в бомбе PVT и скважине № 4 имеет значение

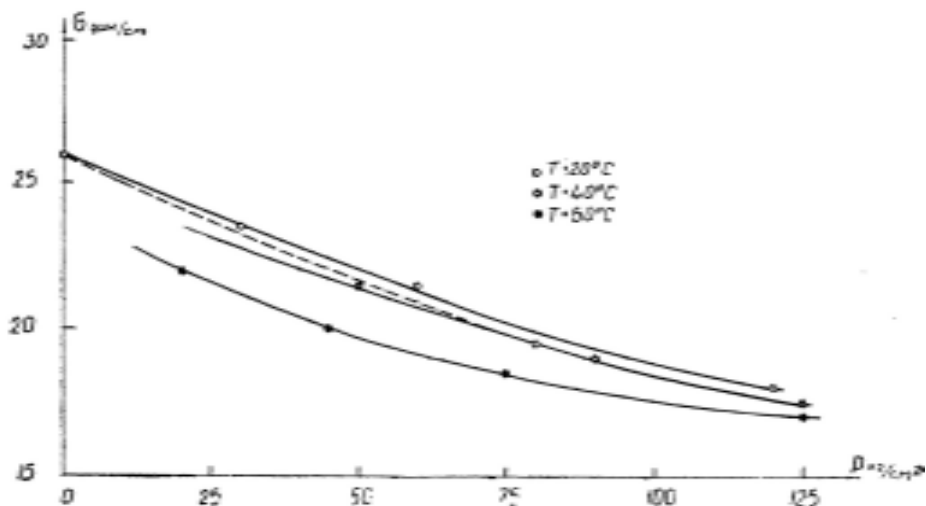
соответственно 50-55 % и 30-35 %. В скважине же № 1115 над насосом при том же давлении значение β едва достигает 12-15 %.

Чтобы не возникло недоразумений, следует отметить, что на прием насоса нефть поступает в однофазном состоянии. Это видно из того, что затрубное пространство у скважины закрыто и в нем удерживается постоянное давление.

Причина влияния ЭЦН на свойства нефти связана, по-видимому, с изменением молекулярной структуры однофазного потока (деструкцией). Уменьшение молекулярного веса сложных компонент нефти может привести к увеличению ее растворяющей способности по отношению к попутному газу. Этот вопрос нуждается в специальном исследовании.

§ 5. Структура двухфазного потока первого рода

Установленное в предыдущем параграфе различие между статическим и динамическим давлениями насыщения позволяет сделать ряд интересных заключений, относящихся к структуре газонефтяного потока. Как видно из уравнения (2.3), разность между этими величинами является функцией поверхностного натяжения жидкости и размера газового пузырька. В явном виде эта зависимость дана уравнением (2.1), из которого нетрудно установить средний радиус зарождающихся частиц газовой фазы, если известно пережатие ΔP и поверхностное натяжение σ . Первая величина установлена экспериментально. Относительно второй можно почерпнуть сведения из литературы. М.М. Кусаковым приводятся данные по



поверхностному натяжению туймазинской нефти на границе с азотом. На рис.8 приведен заимствованный из этой работы график зависимости σ от давления при различных температурах. Чтобы не загромождать чертежа, взята только часть кривых и тот диапазон изменений давлений, который реализуется в действующих скважинах.

Так как свойства туймазинской и ромашкинской нефтей близки друг к другу, использование данных графика (рис.8) больших погрешностей в расчеты не внесет, тем более что величина ΔP также имеет разброс при измерениях в различных скважинах.

Для скважины № 4 температура, при которой начинается разгазирование нефти, близка к 40°C . Следовательно, величину поверхностного натяжения можно принять за $\sigma = 20$ дин/см. Подставляя значение σ и ранее определенную $\Delta P = 14$ атм. в уравнение (2.1), получим:

$$r = \frac{2\sigma}{\Delta P} = \frac{20}{14 \cdot 10^6} \approx 1,4 \cdot 10^{-6} \text{ м}$$

т.е., как и следовало ожидать, это размер порядка нескольких десятков молекулярных радиусов.

Для того, чтобы проследить за дальнейшей судьбой зародившегося газового пузырька, необходимо обратиться к статической и динамической кривым разгазирования. Последняя, для удобства сравнения, должна быть взята как функция от давления в соответствующих координатах (рис.5).

Для построения статической кривой, или, выражаясь точнее, кривой равновесных состояний, использованы данные по дифференциальному разгазированию глубинной пробы, полученные М.Н. Желонкиным [205]. Почему именно дифференциальному, а не контактному разгазированию отдано предпочтение, будет ясно из дальнейшего. В правом верхнем углу рис.5 приведена кривая пережатия газа в зависимости от давления.

Наиболее важным выводом, который можно сделать из анализа этой кривой, является то, что величина пережатия в газовых пузырьках во всем диапазоне изменений давлений и температур, происходящих в скважине, остается примерно постоянной.

Если обратиться снова к уравнению (2.1), то сделанный вывод означает, что и числитель и знаменатель этого уравнения, будучи функциями давления и температуры, претерпевают изменения. Но отношение их остается постоянным.

На рис.8 пунктирной кривой отмечено изменение поверхностного натяжения нефти на границе с азотом, происходящее в скважине при падении давления и температуры от точки P_H до устьевых значений. Это изменение лежит в диапазоне от 20 до 26 дин/см, т.е. в 1,3 раза в сторону увеличения. На верхнем графике рис. 5 пунктирной кривой отмечено изменение пережатия газа в том

случае, когда радиус пузырьков остается постоянным, а величина поверхностного натяжения изменяется. Вторая же пунктирная кривая снизу нанесена при прямо противоположных условиях, т.е. здесь постоянным остается поверхностное натяжение, изменяется же, хотя и с одним весьма существенным ограничением, радиус пузырьков.

Увеличение радиуса газового пузырька происходит только под действием расширения его начального объема при снижении давления. Так как этот радиус зависит от объема как корень третьей степени, то при максимальном изменении объема пузырька примерно в 80 раз (при снижении давления от 80 атм. до атмосферного) радиус уменьшается в 4,3 раза. На такую же величину снизится и пережатие (влиянием температуры на расширение можно пренебречь).

Как видно, экспериментальная величина пережатия лежит внутри угла, образованного двумя пунктирными кривыми $\sigma(T, P)$ и $r(P)$. На основании этого можно утверждать, что при больших давлениях, когда расширение газа весьма незначительно, основную роль играет изменение поверхностного натяжения (правая половина кривой на рис. 5). При более низких давлениях начинает преобладать расширение (левая половина того же рисунка). Если учесть еще, что образование новых пузырьков газа идет по всему стволу скважины во все возрастающем количестве, и, следовательно, в какой-то мере снижает эффект, вызываемый расширением пузырьков, выделившихся ранее, то ход экспериментальной кривой пережатия на рис. 5 становится вполне закономерным.

При объяснении поведения кривой пережатия газа было сделано одно весьма существенное допущение, которое требует более детального разбора, т.к. влияет на весь ход дальнейших рассуждений. Речь идет о поведении отдельного газового пузырька после его возникновения.

В предыдущем разделе говорилось о том, что при появлении в нефти новой газовой фазы на поверхности зарождающихся газовых пузырьков образуется мономолекулярный слой из поверхностно-активных смол и асфальтенов, в большом количестве присутствующих в нефти. Этот слой, резко снижая величину поверхностного натяжения нефти на границе с газом, придает устойчивость образуемой газонефтяной эмульсии [212, 213], предотвращая слияние отдельных частиц в более крупные образования. Смолы и асфальтены, относясь к эффективным высокомолекулярным эмульгаторам, создают устойчивые и прочные слои. К приведенным характеристикам, исходя из результатов эксперимента, следует добавить, что эти слои из поверхностно-активных веществ являются почти непроницаемыми и изолируют появившиеся газовые пузырьки от материнского раствора и взаимодействия между собой. Из этого следует, что дальнейший рост газовой фазы при снижении давления идет за счет образования новых пузырьков. Старые же, не имея возможности сливаться между собой, сохраняют свою индивидуальность, лишь расширяясь по мере продвижения вверх по стволу скважины в области с более низким давлением.

Размер пузырьков, возникающих в условиях, близких к динамическому давлению насыщения, уже подсчитан и равен приблизительно $3 \cdot 10^{-6}$ см. При снижении давления до атмосферного этот радиус может увеличиться примерно в четыре-пять раз, т.е. достигнуть значения $\sim 15 \cdot 10^{-6}$ см. В то же время вновь появляющиеся пузырьки будут иметь несколько больший начальный радиус, чем $3 \cdot 10^{-6}$ см, так как с продвижением вверх по стволу скважины величина поверхностного натяжения будет увеличиваться за счет изменения внешних условий. Таким образом, при наличии только двухфазного потока размер газовых пузырьков в скважине лежит в интервале $1-3 \cdot 10^{-6}$ см, если взять за основу внешний диаметр. Благодаря чрезвычайно малому размеру число газовых пузырьков в потоке очень велико. Уже при значении объемной газонасыщенности $\beta=0,01$ оно будет равно 1014 на кубический сантиметр и достигает при $\beta=0,5$ значения $n=5 \cdot 10^{15}$ ед/см³. Максимально возможное значение близко к $n=10^{16}$ ед/см³.

Из рис.1 видно, что объемная газонасыщенность нефтяного потока при достижении давления насыщения возрастает довольно быстро до значения $\beta=0,01-0,02$ в интервале всего нескольких метров длины ствола лифтовой колонны. Отсюда следует, что на всем протяжении двухфазного потока он имеет примерно одинаковую, качественно однородную структуру газожидкостной смеси. Маловероятно, что стократное изменение числа газовых пузырьков будет иметь заметное влияние на фоне такого большого числа, как 10^{14} . Можно отметить только особую точку в потоке при $\beta=0,74$ [212], когда отдельные пузырьки приходят в соприкосновение друг с другом, образуя плотную упаковку шаров. Дальнейшее увеличение числа пузырьков и расширение уже существующих приведет, очевидно, к нарушению их сферической формы и образованию сотовой структуры. К сожалению, в скважинах Ромашкинского месторождения экспериментально не удалось наблюдать поведение двухфазного потока при таких высоких значениях объемной газонасыщенности. Для этого необходим либо дополнительный подогрев нефти в имеющихся скважинах с низким буферным давлением, либо исследования на месторождениях с более высокими забойными температурами и газовыми факторами. Поэтому вопрос об изменении в характере движения и поведения двухфазного потока при значениях объемной газонасыщенности больших, чем 74,02 %, остается пока открытым.

Положив в основу дальнейшего анализа выдвинутую гипотезу о размере и характере поведения отдельного газового пузырька, рассмотрим скорость его смещения относительно нефти, то есть так называемое проскальзывание газа, и установим, не приведет ли это к противоречию с известными экспериментальными фактами.

При теоретическом исследовании поведения небольшого газового пузырька в жидкости учитывают обычно наличие тангенциального перемещения вблизи границы раздела жидкость-газ, которое приводит к перераспределению скоростей жидкости по сравнению с твердым шариком при движении в ней газового

пузырька. Относительная скорость проскальзывания определяется по формуле Рыбчинского-Адамара [210]:

$$U_r = -\frac{1}{3} \frac{g^2}{n} \quad (2.4)$$

где: g – ускорение силы тя- жести, а v – кинематическая вязкость жидкости, в которой движется пузырек газа радиуса r . Формула справедлива для размеров пузырьков, удовлетворяющих неравенству:

$$\frac{g^2}{3n} < 1 \quad (2.5)$$

имеющему место при вязком движении с очень небольшими значениями числа Рейнолдса. Однако экспериментальные данные по определению скорости проскальзывания пузырьков малых размеров в различных жидкостях, значительно ближе к вычисленным по хорошо известной формуле Стокса для твердых шариков:

$$U_r = \frac{2}{9} \cdot \frac{(r' - r)}{m} g^2 \quad (2.6)$$

которая при пренебре- жении плотностью газа r' , отличается от приведенного ранее уравнения (2.4) только разницей в числовом коэффициенте.

Кажущееся «отвердевание» пузырьков объясняется В.Г. Левичем [210] наличием поверхностно-активных веществ, которые всегда присутствуют в любой жидкости, если только она не прошла специальной очистки.

При тех малых значениях радиусов газовых пузырьков, которые были установлены раньше, различия, даваемые формулами (2.4) и (2.6), практически не имеют никакого значения. Действительно, если мы подсчитаем скорость проскальзывания для самых больших пузырьков при наиболее низких значениях вязкости, то снова получим величину $U_r < 10^{-5}$ см/сек, фактически близкую к нулю. Полученный вывод легко проверяется на практике. Если выделившийся газ остается неподвижным относительно нефти, то общая скорость движения газонефтяного потока будет определяться дебитом жидкости, диаметром труб и величиной объемной газонасыщенности. Рассчитанная таким образом кривая скорости потока нанесена на рис.2 точками в виде крестиков. Как видно, и теоретическая и экспериментальная кривые скорости в пределах области двухфазного потока 100-1000 м, хорошо согласуются друг с другом. Это второе важное подтверждение малых размеров газовых пузырьков.

Третьим, не менее достоверным, доказательством этого является полное отсутствие электрокинетических явлений [1-2]. Несмотря на неоднократные попытки, с помощью очень высоких напряжений в скважине № 4 не удалось получить образования газовых пузырей, приход которых можно было бы обнаружить

на штуцере. Не дали эффекта ни механическая ломка структуры с помощью вертушки, ни очень быстрые, близкие к свободному падению спуски приборов, то есть все те приемы, которые в трехфазном потоке всегда давали положительные результаты. Эти факты, с одной стороны, говорят об отсутствии электрических зарядов на газовых пузырьках, а следовательно, и нулевой скорости проскальзывания, с другой – о слабом перенапряжении и устойчивости оболочек пузырьков по отношению к внешним механическим воздействиям.

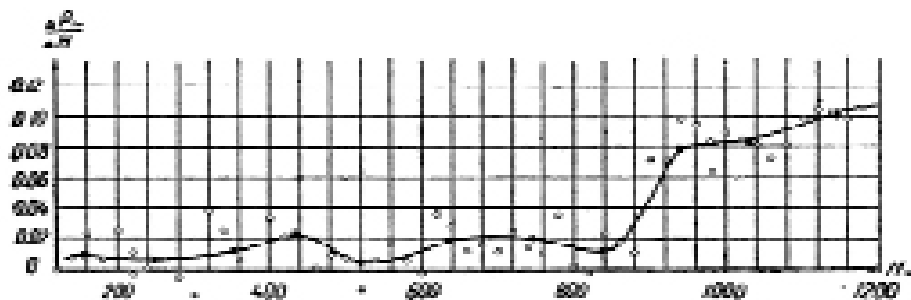
Систематические исследования тех областей, где согласно граничным условиям в скважинах наблюдается двухфазный поток, показали, что течение в них спокойное, с узкой полосой изменений параметров и во многом сходное с течением однородной жидкости.

Приведенные рассуждения и наблюдаемые экспериментальные факты позволяют утверждать, что структура двухфазного потока первого рода в нефтяных скважинах восточных районов весьма проста и представляет собой однородную высокодисперсную, чрезвычайно устойчивую эмульсию газа и жидкости без носительного перемещения диспергированной среды.

§ 6. Потери на трение

Различные формы движения жидкости в скважине: однофазный, двухфазный и трехфазный потоки с их разновидностями, обладают различными коэффициентами потерь на гидравлическое сопротивление. Оставим пока третий вид движения до следующей главы и рассмотрим лишь потери, которые имеют место при течении однофазной и газированной жидкости по стволу лифтовой колонны.

Определив экспериментально перепад давления в той части скважины, которая лежит ниже зоны разгазирования, и, зная плотность пластовой нефти, нетрудно установить потери на трение. Теоретически величина этих потерь

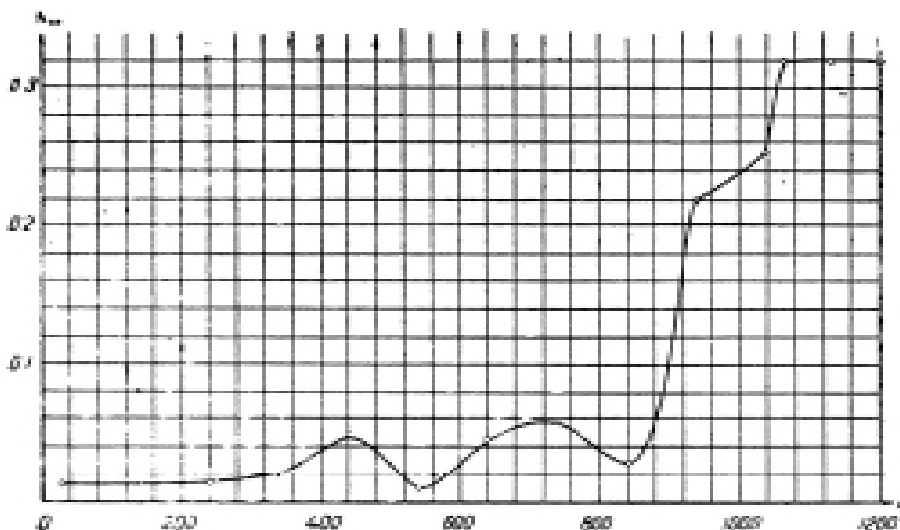


$\frac{dr_m}{d}$ описывается хорошо известной формулой Дарси-Вейсбаха, справедливой для однородной жидкости с плотностью ρ , движущейся со скоростью U по трубе диаметром d [173, 179 и др.]

$$\frac{dr_m}{d} = \lambda \frac{U^2}{2g} \quad (2.7)$$

Из этой формулы можно вычислить коэффициент трения λ , для чего необходимо только оценить скорость течения однофазного потока, зная диаметр лифтовых труб и дебит скважины и учитывая объемный коэффициент. В коэффициент, полученный таким образом, в неявном виде входят все особенности движения однофазного потока: степень шероховатости труб, вязкость жидкости, ламинарный или турбулентный характер течения и т.п. Не вдаваясь в эти детали, разбор которых выходит за рамки настоящей работы, можно отметить, что если для коэффициента трения принять значение $\lambda_0 \approx 0,3$, формула (2.7) достаточно хорошо описывает величину потерь на трение при однофазном потоке практически для всех скважин Ромашкинского месторождения.

Учитывая особенности разгазирования нефти в скважине и чрезвычайную однородность образующейся структуры, можно без больших погрешностей использовать формулу (2.7) и для двухфазного потока, причем по-прежнему все особенности движения должны быть включены в λ .



Необходимые для определения потерь на трение значения перепада давления и плотности потока на данном участке берутся из экспериментальных кривых (см. рис.1). При вычислении плотности потока по известной объемной газонасыщенности учитывается также изменение удельного веса разгазированной нефти. Такие данные на основании лабораторного разгазирования приводятся, например, в отчете ТатНИПИ [205]. На рис.9 приведено полученное распределение потерь на трение по стволу скважины №4.

Из рисунка видно, что при переходе однофазного потока в двухфазный, т.е. при появлении в нефти первых порций выделившегося газа, происходит резкое, скачкообразное падение потерь на трение. Это весьма интересный экспериментальный факт, если учесть, что изменение достигает целого порядка в величине этих потерь. Зная распределение скорости потока для данной скважины (рис.2), нетрудно определить и поведение коэффициента трения λ (рис.10).

Значительный разброс точек на рис.10 вызван недостаточно высокой точностью измерения давления и зависимостью этой величины от вышележащего столба жидкости. Погрешности возникают и при пересчете показаний дистанционного манометра по градуировочному графику. Для более точных измерений потерь на трение необходимо использование дифференциального манометра, измеряющего перепад давления только на исследуемом участке, показания которого почти не зависят от динамики вышележащего столба жидкости.

Чтобы несколько усреднить показания, для точек (рис.9) использованы двойные 20-метровые интервалы расчетов, а на рис.10 показания усреднены по столбовым участкам.

Резкое изменение коэффициента гидравлического сопротивления, а следовательно и потерь напора на трение при переходе от однофазного потока к двухфазному, объясняется довольно просто. Достаточно вспомнить, что образование новой газовой фазы идет наиболее интенсивно для данного конкретного случая на стенках труб, т.е. там, где имеется больше всего центров образования. Возникший газовый пузырек связан с поверхностью стенки непрочно и тут же срывается протекающим потоком, освобождая место новому. Так как число этих пузырьков очень велико, то они покрывают всю внутреннюю поверхность лифтовых труб, образуя как бы газовый подишник, внутри которого движется разгазированная нефть. Это изменение в характере контакта нефтяного потока со стенками трубы и влечет за собой резкое изменение коэффициента гидравлического сопротивления. Очевидно, что при наличии такого газового подишника свойства потока и характер его движения перестают играть существенную роль в определении λ . Значительно большую роль играет количество газа, выделяющегося из нефти. На основании рис.10 можно заключить, что λ постепенно падает с ростом объемной газонасыщенности при приближении к устью.

Режим движения с возникновением газового подишника тесно связан с процессом разгазирования нефти и служит характерным примером происходящего

в скважине явления, которое практически чрезвычайно трудно осуществить в лабораторных условиях с коротким лифтом. Ввиду малости значения коэффициента, усредненная его величина, равная $\lambda \approx 0,02 \pm 0,01$, имеет большую погрешность и может быть использована только при ориентировочных расчетах.

Выводы

1. Динамическое давление насыщения для скважин Ромашкинского и сходных с ним месторождений на 10-15 % ниже, чем то, которое определено в статических условиях, и зависит от температуры и поверхностного натяжения нефти на границе с газом.

2. Структура газонефтяного потока представляет собой мелкодисперсную эмульсию газа в нефти.

3. Скорость проскальзывания газовых пузырьков относительно нефти невелика и в первом приближении может не приниматься в расчет.

4. За счет образования газового подшипника потери на трение в газожидкостном потоке на один порядок меньше, чем при течении однородной негазированной нефти.

5. Наличие поверхностно-активных веществ в нефти приводит к образованию на газовом пузырьке защитной оболочки. В результате этого выделение попутного газа из нефти носит характер дифференциального разгазирования.

6. Специального изучения двухфазного потока второго рода (нефть+парафин) не производилось из-за его малой распространенности на Ромашкинском месторождении.

Глава III

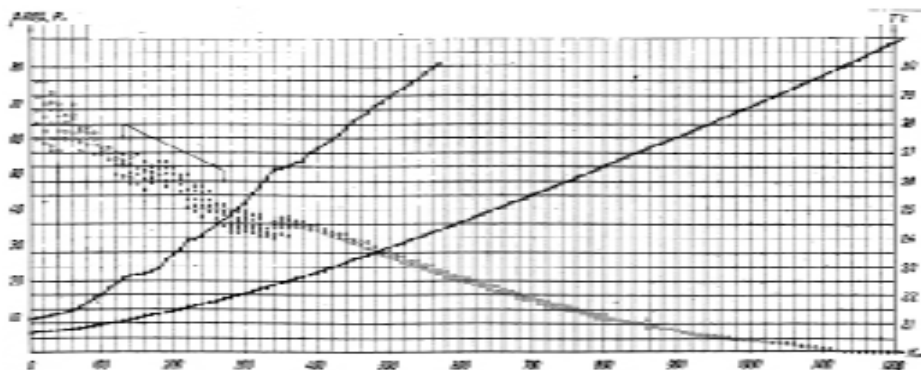
ТРЕХФАЗНЫЙ ПОТОК

§ 7. Образование трехфазного потока первого рода

Под этим наименованием будем понимать течение газированной жидкости после появления в ней третьей, твердой фазы в виде кристалликов парафина. Трехфазный поток первого рода наблюдается в той части скважины, в которой температура и давление соответственно ниже давления и температуры насыщения. Этот вид движения нефти по лифтовым трубам является наиболее характерным для подавляющего большинства скважин Ромашкинского месторождения.

У малodeбитных скважин он составляет более половины всего пути движения жидкости и практически занимает всю зону разгазирования нефти. С ростом дебита или забойной температуры доля его в общей протяженности потока несколько снижается. Для наиболее высокодебитных скважин с $Q=150-300$ т/с он вырождается в небольшой участок возле самого устья. Примером таких «горячих» скважин может служить уже разобранный скважина № 4, у которой выпадение парафина начиналось всего в 80-100 метрах от поверхности. Как же происходит преобразование двухфазного потока в трехфазный?

Вполне естественно, что благодаря быстрой смене внешних условий возникает некоторое пересыщение нефти по отношению к твердой фазе, и первые порции парафина выкристаллизовываются из раствора в наиболее охлажденных местах потока. Так как охлаждение идет за счет теплоотдачи в грунт и поглощения тепла на расширение газа, то участками с наиболее низкой

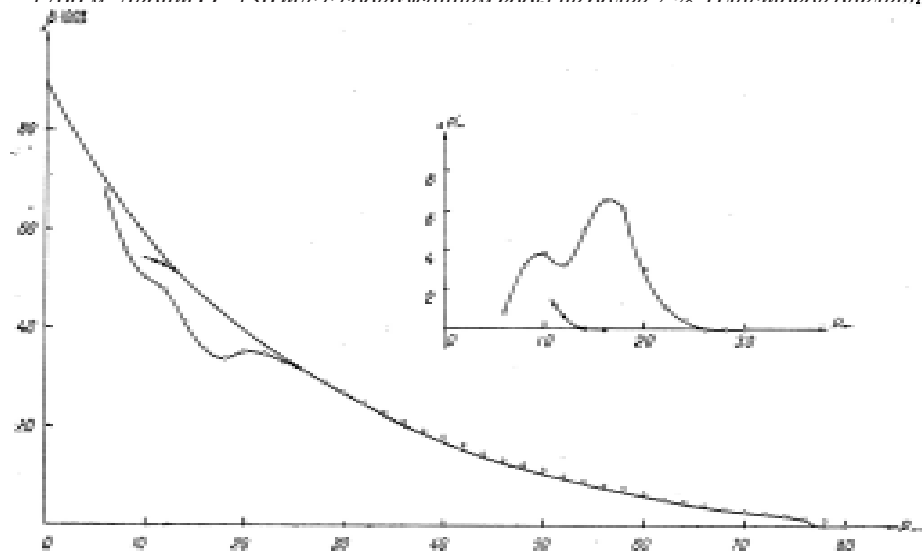


температурой потока являются внутренние стенки лифтовых труб и внешняя поверхность газовых пузырьков, особенно вновь зарождающихся. Тогда появление значительного количества новых пузырьков, покрывающих весь внутренний периметр лифтовой колонны, будут зоной первого появления парафина в потоке. Подтверждением этого соображения может служить тот экспериментальный факт, что начало парафиновых отложений в скважине совпадает с глубиной появления твердой фазы.

При выкристаллизовывании из раствора парафин отдает ему свою скрытую теплоту кристаллизации, несколько изменяя тем самым тепловой режим скважины. Об изломе на кривой распределения температур в этой точке уже говорилось в предыдущей главе (рис.4).

Кривая давления практически не реагирует на появление парафина в потоке, и этом отношении является «слепым» параметром. Зато кривая объемной газонасыщенности при появлении твердой фазы резко изменяет весь характер своего дальнейшего поведения. Этот факт особенно четко можно проиллюстрировать на примере скважины № 28, комплекс экспериментально измеренных параметров которой изображен на рис.11.

Скважина № 28 по своим характеристикам весьма близко подходит к скважине № 4 и расположена также в юго-западной части месторождения на Лениногорской площади. Диаметр лифтовой колонны обычный – 2,5", глубина 1700 м. Дебит 0,130 м³/с с содержанием воды не более 2%. Пластовое давление



– 159,8 атм., забойное – 139,5 атм., буферное – 6,2 атм., забойная температура – 42,2°C, устьевая – около 22°C. За сутки до начала измерений режим работы скважины изменился в сторону увеличения дебита, поэтому сопоставление кривых на рис.11 имеет меньшую достоверность, чем для скважины № 4. Больше всего это касается температуры, которая в данном случае характеризует какой-то переходный режим, так как для установления теплового равновесия необходим срок в 30-40 дней [214].

На рис.11 по кривой объемной газонасыщенности легко можно разделить области двух- и трехфазного потоков.

При дальнейшем анализе для того, чтобы исключить такой неудобный для сравнения параметр, как глубина скважины, необходимо вычертить кривые объемной газонасыщенности в координатах давления. Тогда снова можно воспользоваться разработанным методом сравнения, принимая на этот раз за эталон не статическую кривую разгазирования в бомбе PVT, а динамическую кривую объемной газонасыщенности двухфазного потока скважины № 4 (рис.5).

Экспериментально эта кривая известна до 13 атм. недостающий участок у начала координат можно экстраполировать исходя из условий, что при снижении давления от 80 атм. до атмосферного, максимально возможное изменение радиуса пузырьков за счет расширения газа не превышает четырехкратного. Отсюда остаточное пережатие газа будет лежать где-то вблизи 2-6 атмосфер. По рис.5 соответствующая этому величина максимального значения β в скважине равна 0,9. К этой точке кривая и экстраполирована. На рис.12 кривая нанесена сплошной линией без точек в качестве эталонной или кривой сравнения.

Экспериментальные точки относятся к объемной газонасыщенности для скважины № 28. На рисунок, кроме того, нанесен небольшой участок трехфазного потока у устья скважины № 4.

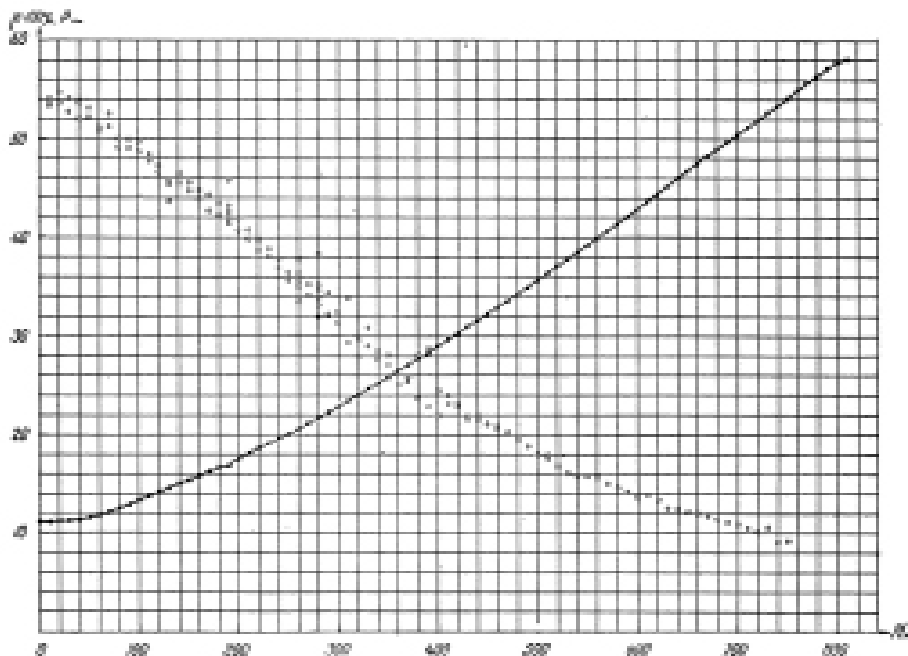
Зоны двухфазного потока у этих скважин и качественно и количественно совпадают. Небольшое превышение точек над эталонной кривой у скважины № 28 и расхождение в две атмосферы для давления насыщения объясняется тем, что забойная температура у этой скважины на 2°C выше, чем у скважины № 4. В правой верхней части рисунка приведена разность между эталонной кривой и распределением объемной газонасыщенности. Как на том, так и на другом рисунках хорошо выделяется начало выпадения парафина и переход потока в трехфазное состояние. Коротко это процесс можно характеризовать как возникновение дополнительного пережатия газа по сравнению с двухфазным потоком, если обратиться к формуле (2.1), то это значит, что либо произошло уменьшение радиуса вновь возникающих и уже существующих газовых пузырьков, либо возросла величина поверхностного натяжения. Несложные рассуждения и дополнительный эксперимент, а также последующее поведение пузырьков подсказывают, что более справедливым является второе предположение, по которому при выпадении парафина в потоке происходит

резкое изменение величины поверхностного натяжения.

Итак, при переходе двухфазного потока в трехфазный, как уже отмечалось, наблюдается излом на кривой распределения температуры по стволу скважины за счет скрытой теплоты кристаллизации парафина и, кроме того, резко возрастает величина поверхностного натяжения нефти на границе с газом. Возникновение твердой фазы в растворе с самого первого момента сопровождается появлением смоло-парафиновых отложений на внутренних стенках лифтовых труб.

§ 8. Флотация парафина

Благодаря многочисленным исследованиям [215 и др.] стало известно, что к природным эмульгаторам, обеспечивающим высокую устойчивость нефтяных эмульсий, относятся высокомолекулярные эмульгаторы типа асфальтенов и смол. Эти эмульгаторы, обладая незначительной поверхностной активностью образуют адсорбционные слои с высокими защитными свойствами – вязкостью и прочностью на сдвиг. Эти исследования и заключения относятся, правда, к водонефтяным смесям, но они будут справедливы и для газонефтяных эмульсий

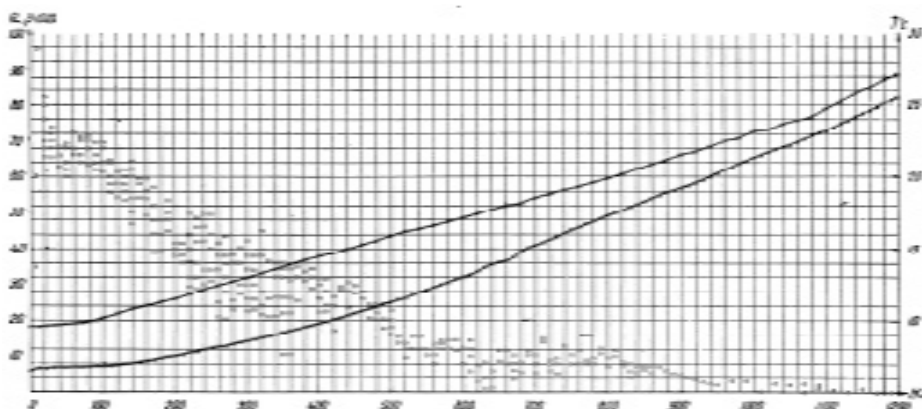


и пен.

Рядом авторов отмечено, что в результате адсорбции для пузырьков особенно очевидно образование двухсторонних пленок на поверхности раздела. Было обнаружено, что двумя основными факторами, способствующими такому образованию, являются: а) наличие определенной вязкости жидкости; б) низкое поверхностное натяжение на границе раздела. Особенно устойчивые пленки на пузырьке получаются в том случае, когда поверхностный слой стабилизатора оказывается вязким, аморфно-твердым.

В предыдущей главе было показано, что пленка, образованная на поверхности раздела, непроницаема для газа. Но при этом она достаточно эластична и прочна, чтобы выдержать без разрыва многократное увеличение объема газа внутри пузырька. Это вполне объяснимо, если учесть, что смолы и асфальтены, коллоидно-пептизирующиеся в нефти, начинают проявлять свои структурные свойства только при увеличенной концентрации раздела.

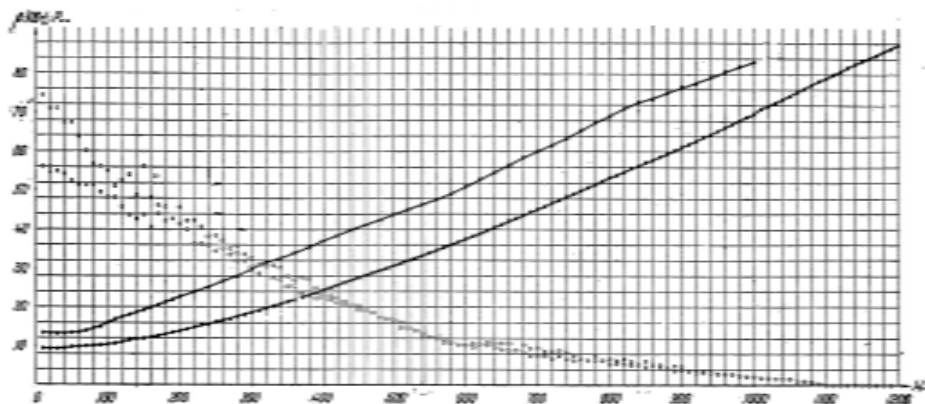
С появлением в нефти высокодисперсных твердых частиц в виде кристаллического парафина начинается процесс, который в какой-то мере можно сравнить с «пенной флотацией» руд и минералов [216-217]. Продолговатые нити кристалликов парафина начинают прилипать, адсорбироваться на поверхности газового пузырька, увеличивая толщину защитного слоя и частично вытесняя из него более подвижные смолы и асфальтены. Для того, чтобы парафин мог беспрепятственно оседать на газовых пузырьках, диаметр которых составляет 10^{-5} см, его собственные кристаллики должны иметь значительно меньший размер. Условие это видимо, выполняется во всех случаях, так как зарождение твердой фазы в среде под давлением происходит в виде частиц молекулярных размеров. Этому способствует и мгновенное перенасыщение раствора, происходящее за

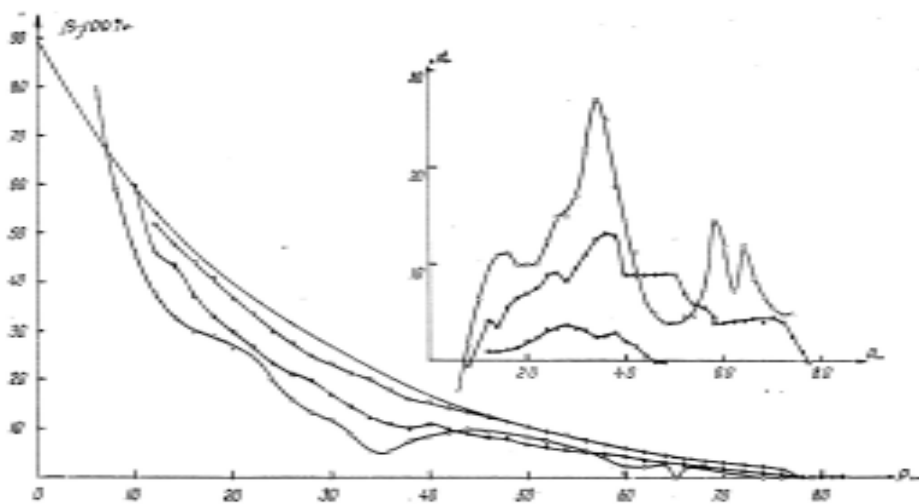


счет охлаждения в непосредственной близости от поверхности вновь появившегося газового пузырька. Чрезвычайно высокая дисперсность газовой фазы – 10^{14} - 10^{16} частиц в см^3 , по-видимому, приводит к тому, что в свободном состоянии парафин в нефти отсутствует полностью, так как он весь флотируется газовыми пузырьками. Способствует этому и то, что кристаллы парафина в подавляющем большинстве образуются в непосредственной близости от поверхности раздела зарождающейся газовой фазы в зоне так называемой пониженной растворимости и температуры, которые образовались в результате выхода из нефти в этой части раствора легких углеводородов. В трехфазном потоке парафин, по-видимому, одновременно со смолами и асфальтенами, участвует в образовании защитного слоя на пузырьке в момент его возникновения.

Скрытая теплота кристаллизации парафина при этом в значительной мере компенсирует потери тепла на расширение выделившегося газа, увеличивая тем самым стабильность образовавшейся системы.

Появление твердых кристаллических частиц в составе адсорбционного слоя на газовом пузырьке приводит к изменению его структуры. Первой на эти изменения реагирует величина поверхностного натяжения замена вязких, аморфных поверхностно-активных веществ на твердые кристаллические частицы увеличивает прочность защитного слоя, делает его более толстым и менее подвижным. Газовый пузырек с оболочкой приобретает свойства твердого тела. Межмолекулярные силы в кристаллических веществах являются значительно более высокими, чем в жидкостях или аморфных телах. Появление нового пузырька в этих условиях требует затраты большей энергии, в результате чего средняя величина пережатия газа в пузырьке увеличивается. Растет она постепенно и у пузырьков, уже существующих к моменту появления парафина, так как более жес-





тая оболочка сильнее сопротивляется расширению газа при снижении внешнего давления. Формально это означает возрастание величины σ , стоящей в числителе выражения (2.1). Правда, не исключена возможность того, что нитевидные кристаллы парафина, внедряясь в оболочку, одним своим концом могут выходить в газовую фазу уменьшая ее объем и, следовательно, внутренний эффективный радиус пузырька. Внешний радиус и общие размеры пузырька увеличиваются поверхностный слой ориентированных молекул «черных эмульгаторов» становится более сложным образованием.

Для внесения большей ясности в описываемые явления, необходимо изучить в лабораторных условиях поверхностное натяжение нефти на границе с газом в присутствии поверхностно активных веществ и парафина.

Возвращаясь к рис.12, можно видеть, что описанным процессам соответствует точка перегиба на кривой объемной газонасыщенности и начальный, круто возрастающий участок на кривой пережатия газа. Чем ниже температура в скважине, тем большей величины будет достигать это пережатие, так как значительно возрастет число выпавших кристалликов парафина, приходящихся на один газовый пузырек. Более толстая оболочка выдерживает и больший перепад давления. В качестве иллюстрации этого можно привести еще целый ряд скважин с постепенно убывающим дебитом.

Скважина № 19 (рис.13) расположена во внутреннем ряду южной оконечности Абдрахмановской площади. Дебит $Q=90$ т/с при пластовом давлении 131

атм., забойном – 123,3 атм., буферном – 12,4 атм. Забойная температура около 34°C, температура на устье 13,6°C. Скважина считается практически безводной. Ввиду того, что на расстоянии 800 м от устья в лифтовых трубах этой скважины установлен нижний амортизатор летающего скребка, не приспособленный для пропуска дистанционных приборов с оперением, параметры измерялись только до этой глубины. Калибровка измерителя объемной газонасыщенности производилась по соседней скважине, № 1104, которая также считается безводной. Совпадение данных для двухфазной зоны потока с результатами скважины № 4 говорит о том, что погрешность, допущенная при этом, не велика.

Скважина № 1104 (рис. 14) имеет дебит $Q=55$ м/с, пластовое давление 129,3 атм., $P_{\text{буф.}}=10,0$ атм., температура забоя около 34°C, на устье – 12,4°C. Эта скважина так же, как и № 19, работает в установившемся режиме.

Скважина № 600 (рис. 15). Дебит ее $Q=27$ м/с. $P_{\text{буф.}}=6,2$ атм., $T_{\text{буф.}}=9,6^\circ\text{C}$, $T_{\text{заб.}}=33^\circ\text{C}$. Содержание воды в нефти 2,8 %. Скважина № 600 является типичной низкотемпературной скважиной Ромашкинского месторождения.

Сводный график кривых пережатия для перечисленных скважин представлен на рис. 16. С общим понижением температуры хорошо заметно и сильное увеличение пережатия даже для двухфазного потока. В зоне трехфазного потока пережатие достигает громадной величины.

Например, для скважины № 600 оно доходит до 27 атм. по отношению к равновесному для двухфазного потока и на 40 с лишним атмосфер превышает давление в статических условиях бомбы PVT.

§ 9. Пережатие газа в трехфазном потоке

Процесс флотации парафина будет происходить непрерывно на всем протяжении трехфазного потока, везде, где газовые пузырьки, на своем пути, встретятся с кристалликами парафина. Однако, по мере формирования потока при перемещении его в зону с более низким давлением и температурой характер флотации будет несколько изменяться. Связано это с неустойчивостью оболочки газового пузырька при наличии в ее составе твердых частиц.

После того, как отдельный кристалл парафина или целая группа их внедрились в смоло-асфальтовую оболочку газового пузырька, свойства поверхностного слоя изменяются. Чередование кристаллических и аморфных участков приводит к резкой неоднородности слоя, в котором силы молекулярного давления оболочки не всегда направлены в центр пузырька. Это значит, что наряду с нормальной компонентой поверхностного натяжения появилась тангенциальная составляющая, то есть:

$$S = S_n + S_t \quad (3.1)$$

Эта тангенциальная со-

ставляющая направлена по кас-

тельной к поверхности стремится разрушить вновь образующуюся структуру оболочки. Если бы внешние условия существования системы в виде давления оставались неизменными, то возможно, что такая ребристая оболочка, состоящая из чередующихся участков смол и парафина, находилась бы в равновесии. Падение внешнего давления по мере продвижения пузырька вместе с нефтью ближе к устью скважины увеличивает перепад ΔP с внешней и внутренней сторон оболочки. Это приводит к увеличению и тангенциальной составляющей сил поверхностного натяжения. Хотя прочность поверхностного слоя также возрастает по мере продвижения газа вверх по стволу скважины за счет новых порций флотируемого парафина, наступает такой момент, когда величина S_1 достигает значения, достаточного для разрыва оболочки и происходит «взрыв» газового пузырька. Силой внутреннего давления, равного по величине пережатию газа, оболочка пузырька разрывается на части и разбрасывается в стороны. Освободившийся газ, расширяясь, занимает объем, соответствующий давлению в данном сечении скважины. Если под действием динамических нагрузок, возникающих в нефти при «взрыве», разрушится и оболочка соседнего пузырька, находящаяся за счет собственного пережатия на грани неустойчивого равновесия, то две порции выделившегося газа образуют один новый пузырек увеличенного размера.

При его образовании повторится та же картина, что и при возникновении пузырька, выделяющегося из нефти впервые. Вокруг него образуется локальная зона пониженной температуры и растворимости, и на границе раздела сформируется слой поверхностно-активных веществ с примесью твердой фазы. Парафина в этом случае будет больше, так как он присутствует в нефти не только отдельными кристалликами, но и в виде значительно более крупных по величине остатков лопнувших оболочек.

Со вновь образовавшимся пузырьком увеличенного размера по мере движения его вверх и возрастания пережатия газа описанный процесс «взрыва» и коалесценции может повториться. В зависимости от условий, определяющих вероятность событий, возможен «взрыв» без слияния или «взрыв» с одновременным соединением двух, трех пузырьков и т.д.

В зависимости от количества подобных преобразований будет уменьшаться и среднее пережатие газа в данном сечении скважины. Так как подобный процесс может происходить только с предварительно перенапряженными пузырьками, то вполне очевидно, что графики пережатия (рис. 12 и 16) имеют вид резонансных кривых. При достижении предельной неустойчивости начинается процесс коалесценции, увеличение диаметра пузырьков и приближении величины объемной газонасыщенности к равновесному значению для данного давления.

Так как флотация парафина, вызывающая дополнительное пережатие газа и слияние пузырьков при разрушении оболочек, происходит во времени, а интенсивность явлений зависит от многих случайных факторов, то при наблюдении

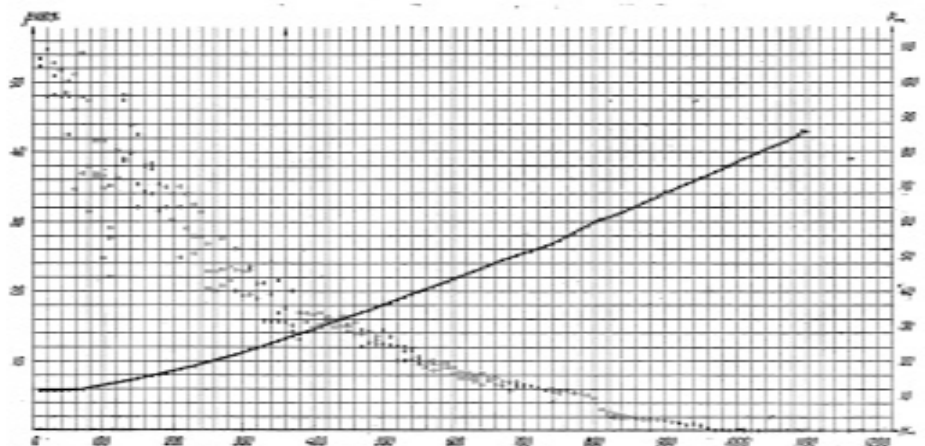
объемной газонасыщенности в каком-либо одном сечении скважины величина ее будет флюктуировать в каких-то пределах. Чем меньше интенсивность процесса, тем меньше и пределы флюктуаций. Экспериментальные кривые на рис. 1, 11, 13, 14, 15 показывают, что наиболее узкая полоса значений объемной газонасыщенности наблюдается у двухфазного потока. С переходом на трехфазное течение она расширяется, и чем ниже температура, тем большим будет разброс значений.

Экспериментально трудно, а в отношении всех точек даже невозможно, определить крайние пределы значений объемной газонасыщенности для данного сечения скважины – для этого потребовалось бы слишком длительное наблюдение. Одинокое значение тоже не дает полного представления, так как в настоящих условиях оно может быть чисто случайным. Определение на глаз средних величин по показаниям приборов вносит некоторый элемент субъективизма. Чтобы уменьшить влияние случайных факторов, была избрана запись отсчетов в каждой точке в течение двух минут. Для высокоскоростных скважин со скоростью потока в 1 м/сек. и выше, при длине прибора в 65 см, смена значений происходит чрезвычайно быстро. В таких скважинах края полосы определялись по признаку наличия или отсутствия заданного значения объемной газонасыщенности в том или ином сечении потока. Благодаря быстрой смене значений метод последовательных попыток оправдывался в данном случае довольно хорошо. В малоскоростных скважинах смена концентрации газонефтяной смеси в приборе идет медленно, и за изменением значения можно наблюдать непрерывно. Отсчет берется через равные промежутки времени.

Таким образом, двухминутная полоса, естественно, несколько занижена по своей величине по отношению к абсолютной. Но для определения средних значений она может служить без больших погрешностей. Ширина полосы будет характеризовать интенсивность процесса коалесценции. Чем больше в данном сечении происходит отдельных актов слияния пузырьков, тем шире спектр возможных значений их диаметров. В разных, по диаметру и по времени существования, газовых пузырьках будет и различная величина пережатия газа. Все это, конечно, скажется на ширине полосы значений объемной газонасыщенности.

§ 10. Зоны разрушения оболочек газовых пузырьков

Большое влияние на ход кривой объемной газонасыщенности и ширину полосы ее значений оказывают появляющиеся в потоке зоны разрушения смоло-парафиновых оболочек газовых пузырьков. То неустойчивое равновесие, которое возникает у пузырьков при значительном пережатии газа, частично восстанавливается отдельными случайными «взрывами» наиболее напряженных оболочек. Однако эти элементарные акты, приводя к возникновению пузырьков больших размеров, кладут начало образованию еще более неустойчивых систем, пережатие которых имеет увеличенный диапазон значений. В пузырьках, возросших по размерам, со временем запасается энергия пережатия, в связи с чем радиус воздействия ее на

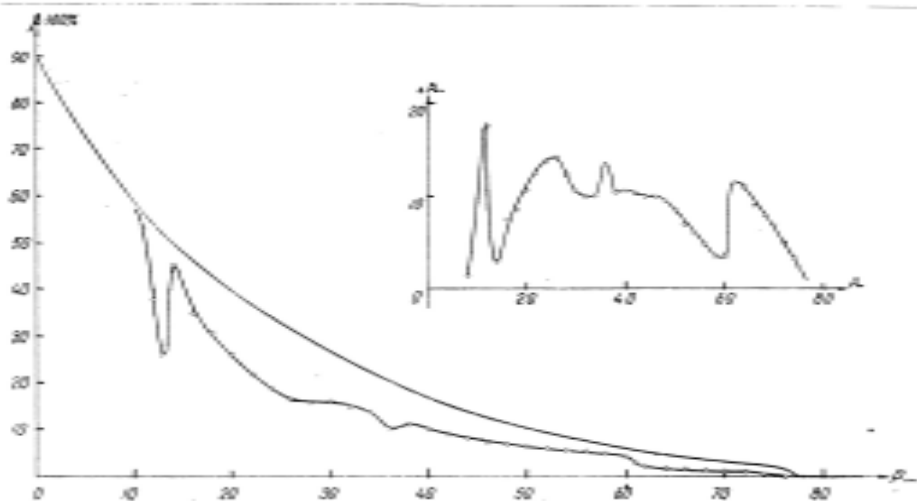


окружающую среду в момент сброса лопнувшей оболочки будет большим, чем при элементарных взрывах. Медленное и постепенное нарастание изменений в потоке, связанное с накоплением неизрасходованной энергии расширения газа, приводит к тому, что при определенных условиях, разрушение оболочек начинает носить массовый характер. Возникает цепная реакция, когда отдельный «взрыв» ведет к образованию двух-трех новых взрывов, каждый из которых, в свою очередь, воздействует на два-три соседних с ним пузырька и т.д.

Условия образования такой зоны, по-видимому, аналогичны условиям для цепной реакции в химии или атомной физике. В том и в другом случаях необходима достаточная концентрация частиц, обладающих избыточной энергией и способных при реакции создавать новые центры возбуждений. Если система замкнута и не имеет подвода компонентов извне, то возникающий процесс протекает бурно и, использовав все частицы, способные к реакции, быстро заканчивается. Полная энергия системы при этом остается неизменной, происходит только ее перераспределение. В том случае, когда в зону реакции возбужденные частицы подводятся со стороны, в установившемся режиме цепной процесс может протекать долго.

В скважине, где поток движется непрерывно, возникшая в каком-либо сечении зона наиболее интенсивного разрушения оболочек может существовать там длительное время, питаясь все новыми и новыми порциями перенапряженных пузырьков, поступающих из более глубоко лежащих участков.

На рис.12 и 16 зонам разрушения соответствуют спадающие участки на кривых пережатия. Угол наклона кривой к оси координат в данной точке характеризует интенсивность процесса. Чем больше этот угол, тем интенсивнее



процесс. Длина спадающей части кривой определяет размер зоны разрушения и ее протяженность по стволу скважины.

В зависимости от температуры, начало зоны разрушения располагается на различных глубинах. В высокодебитных «горячих» скважинах эта зона, расположенная у самого устья (скважина № 28), с понижением температуры продвигается в более глубокие участки (скважина № 1104 и др.).

При достаточно большой глубине погружения первой зоны, у устья снова могут создаваться условия для возникновения другой зоны, так как выделение газа из нефти и флотация парафина идут непрерывно. Наличие второй зоны и зарождение третьей хорошо видны на примере скважины № 600 (рис.15 и 16). В условиях Ромашкинского месторождения возникновение более двух крупных зон разрушения оболочек маловероятно. Как будет видно из дальнейшего, этот фактор является определяющим для структуры смоло-парафиновых отложений на стенках лифтовых труб.

В 1956 году у скважины № 79 на глубине 150 метров, по показаниям электронного дистанционного термометра, измерениям объемной газонасыщенности и скорости потока, была обнаружена хорошо выраженная зона разрушения. В 1957 г. измерения были произведены вновь (рис.17). Правда, условия фонтанирования за это время изменились довольно сильно. Сказалось близкое соседство со скважиной лениногорско-ромашкинского разрезающего ряда, из которой происходил максимальный отбор нефти перед постановкой ее на закачку водой. Пластовое давление в этой скважине сильно упало, что привело к снижению дебита сначала до 30 т/с (рис. 17), потом до 20 т/с. Понижилось буферное давление, несколько

изменился и температурный режим. В режиме $Q=30$ т/с узкая, но интенсивная зона разрушения, наблюдавшаяся в 1956 году, полностью сохранилась и в 1957 году стала даже более четкой.

Однако через несколько недель, когда пластовое давление упало еще ниже и дебит скважины снизился до 20 т/с, резко выраженной зоны разрушения выявить уже не удалось, хотя общее сильное пережатие газа осталось. Возможно, что для поддержания интенсивной реакции в зоне разрушения необходимо какое-то вполне определенное значение скоростей подвода новых частиц с запасом энергии в виде пережатия. При скоростях выше и ниже этого предела зона расплывается и, занимая большую протяженность, становится не столь ярко выраженной. Большая часть исследованных скважин (рис. 11, 13, 14 и 15) имеет именно такие размытые зоны разрушения.

Судя по показаниям приборов, в конце зоны разрушения объемная газонасыщенность потока возрастает, а среднее пережатие газа при этом приближается к значению для двухфазного потока. В некоторых случаях на устье скважин № 28 и №600 (рис. 12 и 16) оно имеет даже более низкие величины, стремясь в пределе к нулевому значению, то есть к статистическим условиям равновесия.

В зоне разрушения пережатие газа уменьшается в основном не за счет изменения общей величины поверхностного натяжения, а благодаря увеличению размеров подавляющей массы газовых пузырьков. В связи с этим пережатие, остающееся у газа после зоны разрушения, обусловлено двумя причинами: с одной стороны, появлением в потоке только что зародившихся пузырьков, которые не успели еще испытать многократных актов коалесценции и имеют «микроскопические» размеры, с другой – тем фактом, что укрупненные пузырьки быстро приобретают новую оболочку, препятствующую, как и прежде, расширению газа.

Толщина ее так же, как и диаметр пузырька, увеличена; значительно выше прежней и прочность на разрыв. Опыт показывает, что в скважинах с размытыми зонами разрушения размер укрупненных пузырьков исчисляется миллиметрами и долями миллиметра, такую же величину имеет и толщина оболочки. В резко выраженных зонах могут образовываться и более крупные пузырьки вплоть до диаметров, перекрывающих все сечение лифтовой трубы.

С появлением в потоке пузырьков с макроскопическими размерами в нем происходят качественные изменения, начинается относительное перемещение газовой и жидкой фазы, и возникают электрокинетические процессы.

§ 11. Проскальзывание газа и электрокинетические явления

Скорость относительного перемещения газовой и жидкой фазы в двухфазном потоке определялась формулой (2.6). Из этой формулы следовало, что при тех размерах, которые имеют пузырьки в двухфазном потоке, проскальзывание ничтожно мало и при рассмотрении тех или иных процессов, происходящих в

скважине, практически им можно пренебречь. В этом случае силы поверхностного трения больше подъемной силы, развиваемой газом. С ростом диаметра пузырька увеличивается объем газа и его подъемная сила. Однако отдельным пузырькам необходимо испытать десятки и сотни актов коалесценции, прежде чем они преодолеют силы трения и начнут свое движение относительно нефти.

Флотация парафина и вызванная им неоднородность поверхностного натяжения облегчает слияние газовых пузырьков. Но при этом вместе с ростом газовой части пузырька увеличивается и толщина его оболочки. Кроме того, вследствие неоднородности своей внешней поверхности пузырей увлекает за собой значительно большую массу окружающей жидкости. Все это затрудняет его продвижение относительно нефти.

Не учитывая пока структуры и гидродинамических особенностей потока, в котором происходит движение пузырька, можно считать, что основной причиной, замедляющей относительную скорость перемещения фаз, является смоло-парафиновая оболочка. Вес оболочки, состоящей из твердых кристаллических частиц, обладающих несколько большим удельным весом, чем жидкая нефть, вычитается из подъемной силы, развиваемой газом. Подъемная сила определяется внутренним радиусом газового пузырька, в то время как трение зависит от величины внешнего диаметра. Наконец, из-за сильного пережатия увеличивается и плотность самого газа, что также сказывается на величине скорости проскальзывания.

Таким образом, в трехфазном потоке, облегчая коалесценцию, создают реальные предпосылки для возникновения относительного перемещения газа и нефти, с другой – своим присутствием замедляют скорость проскальзывания. Для такого сложного агрегата, как газовый пузырек с оболочкой, нужно пользоваться уже выражением для общего случая [xxx]:

$$U_r = \frac{2(r' - r)g^2}{3m} \cdot \frac{m - m'}{2m + 3m'} \quad (3.2)$$

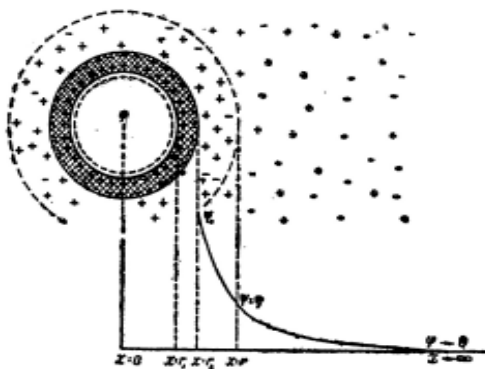
Штрихованные значения плотности ρ и вязкости μ относятся к газовому пузырьку.

Учитывая, что при достаточно толстой оболочке, когда ее толщина сравнима с внутренним радиусом пузырька, вязкостью нефти по отношению к вязкости кристаллического парафина можно пренебречь и считать $\mu \rightarrow 0$. Формула (3.2) переходит в закон Стокса, в котором ρ' определяется уже как средняя плотность газа и окружающей его оболочки:

$$\rho' = \frac{r_1^3 \rho_r + r_n(r_2^3 - r_1^3)}{r_2^3} \quad (3.3)$$

В том случае, когда развитие процесса коалесценции идет достаточно интенсивно и радиус внутренней части намного больше, чем толщина оболочки, то есть $r_1 \approx r_2$ и $\rho' \ll \rho$, газовый пузырек будет обладать

некоторой скоростью проскальзывания. Однако возможен и другой случай, когда коалесценция по каким-либо причинам идет слабо, а процесс флотации развит сильно, в результате чего на пузырьках могут образовываться такие массивные оболочки, при которых, несмотря на значительный радиус $r \geq r_0$, скорость проскальзывания с учетом уравнения (3.3) будет равна нулю. Следует учитывать также, что с выходом из нефти тяжелых парафиновых фракций и попутного газа, удельный вес ее будет изменяться, то есть будет меняться и r . Возможно, что в таком режиме работает скважина № 19 (см. рис. 13). У нее имеется равномерное пережатие газа и практически отсутствует зона разрушения.



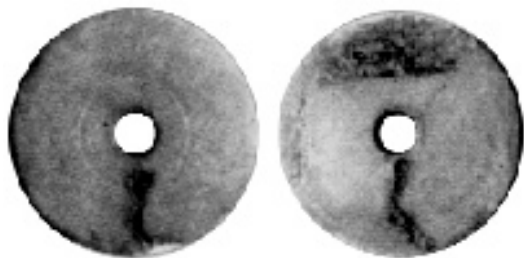
Что же происходит с газовым пузырьком после того, как он приобрел некоторую скорость по отношению к жидкой фазе?

В процессе измерений экспериментально было установлено, что на поверхности пузырька при этом нарушается двойной электрический слой и возникает свободный нескомпенсированный электростатический заряд. Этот процесс имеет прямое отношение к электрокинетическим явлениям, открытым в 1809 году профессором Московского университета Ф.Ф. Рейсом [213, 218-219]. Одно из этих явлений – перенос жидкости через капиллярную систему под влиянием электродвижущей силы, что получило название электроосмоса. Второе – передвижение взвешенных твердых частиц по отношению к неподвижной жидкости в электрическом поле раньше называли катафорезом, но теперь обычно именуют электрофорезом. Несколько позже были обнаружены и обратные эффекты: возникновение разности потенциалов при протекании жидкости через пористую диафрагму (Квинке, 1859) и под влиянием механического движения твердых частиц в жидкости (Дорн, 1880). Последние два явления получили название потенциала протекания [218] или течения [213], и потенциала оседания [218], или переноса [213].

Общим для всех этих фактов, как уже говорилось выше, является наличие электрического двойного слоя на границе раздела фаз и его деформация под действием тех или иных внешних причин. Идея двойного электрического слоя была предложена в пятидесятых годах прошлого столетия Квинке для объяснения

механизма потенциала протекания. Математическая теория этого явления дана Гельмгольцем (1879) и развита в дальнейшем Гуи, Чепменом и Штерном, которые ввели представления о диффузном двойном слое. Это представление аналогично взглядам Дебая и Гюккеля [219] на ион с его противоположно заряженной ионной атмосферой в электролите. Математические расчеты в том и другом случае аналогичны. Физический смысл двойного слоя заключается в том, что на поверхности раздела фаз имеется слой зарядов одного знака, связанный с одной из них. В другой фазе, чаще всего в жидкости, на весьма малом расстоянии находится второй слой зарядов противоположного знака. При наличии ионов в растворе второй слой оказывается более сложным, чем первый. Причина здесь в том, что на границе раздела фаз существуют противоположно направленные силы. С одной стороны, это влияние молекулярного теплового движения в растворе, которое направлено к равномерному распределению ионов одного знака, в результате которого противоположные ионы притягиваются, а одноименно заряженные отталкиваются. С другой стороны, это влияние молекулярного теплового движения в растворе, которое направлено к равномерному распределению ионов так, чтобы в единице объема было равно количество зарядов разного знака. В результате взаимодействия этих сил создается диффузное распределение ионов наружного слоя с постепенным убыванием плотности зарядов при удалении от поверхности раздела. Явление аналогично атмосферному распределению газовых молекул в гравитационном поле (барометрический закон). Эта ионная атмосфера при возникновении относительного механического перемещения фаз может быть нарушена: часть слабо связанных более удаленных ионов отстает от слоя вместе с жидкостью, в результате чего на поверхности раздела появляется нескомпенсированный электрический заряд или разность потенциалов между фазами. Разность потенциалов носит название электрокинетического или чаще зет-потенциала, так как обычно обозначается буквой ξ греческого алфавита.

Наиболее близко к процессам, происходящим в скважине, относится явление электрофореза и обратное ему возникновение потенциала переноса.



Ионная атмосфера, окружающая пузырек и выполняющая роль внешней обкладки сферического конденсатора, состоит из двух частей: ионов, прочно скрепленных с поверхностью, и диффузной части, которая простирается до бесконечности. Пунктирная кривая, проведенная

на рис.19, служит границей раздела, образующейся при смещении фаз вдоль плоскости скольжения. Диффузная часть двойного слоя при этом отстает, в результате чего возникает электрокинетический потенциал $\varphi=\xi$.

Если рассмотреть электрический двойной слой на границе раздела между движущимися друг относительно друга твердым телом и жидкостью как сферический конденсатор с параллельными обкладками, которые находятся на расстоянии $r-r_2=d$ см, причем каждая из них имеет заряд с плотностью q на $см^2$, то согласно законам электростатики

$$\xi = \frac{4\pi \cdot d}{\epsilon} \cdot q \quad (3.4)$$

где: ϵ – диэлектрическая проницаемость среды. Так как внешняя обкладка состоит из двух частей, то под q формуле (3.4) надо понимать только избыточную плотность поверхностных зарядов, которая остается после сноса диффузного слоя. Это соотношение представляет собой основное уравнение, широко применяемое для количественного истолкования электрокинетических явлений.

Для примерной оценки величины потенциала, возникающего при проскальзывании газовых пузырьков, воспользуемся математической теорией электрофореза [219-220]. Согласно закону Стокса:

$$F = 6\pi \cdot \eta \cdot r \cdot u \quad (3.5)$$

где: u – постоянная скорость, которую приобретает частица с радиусом r под влиянием силы F в среде с вязкостью η . Если частица несет заряд q и движется в поле с градиентом потенциала равным единице, то $F=q$, а u равно подвижности частицы u_e . Учитывая, что потенциал на расстоянии r от заряда q , равен $\frac{q}{\epsilon r}$ и принимая его за ξ , то сразу получится выражение:

$$\xi = \frac{6\pi \cdot \eta \cdot u_e}{\epsilon} \cdot 9 \cdot 10^4 \quad (3.6)$$

Переходный коэффициент поставлен для того, чтобы получить значение ξ в вольтах, а не в электростатических единицах.

Для грубой оценки величины ξ потенциала, возникающего на поверхности газового пузырька в скважине, можно подставить в уравнение (3.6) вместо u_e , скорость проскальзывания u .

При средних значениях величин, входящих в формулу (3.6), получаем для ξ значения порядка единиц и десятков киловольт. Такой же потенциал возникает на приборе, подвешенном в потоке. Судя по двухсантиметровым каналам пробоя (фото на рис.20) на изоляторах дистанционных приборов, порядок величины, даваемый формулой (3.6), близок к реально существующим в скважине.

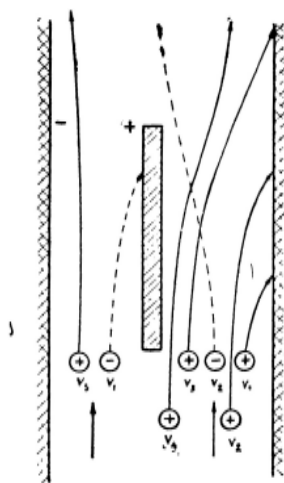
Из эксперимента можно почерпнуть и некоторые данные о природе возникновения ионной атмосферы и ее качественном составе. Рассмотрение оболочки газового пузырька под микроскопом показывает, что в ее состав, кроме смол и парафина, в большом количестве входят мелкие капельки воды, кристаллики различных солей и сырая нефть. Они захватываются из окружающей среды в момент образования поверхностного слоя укрупненного газового пузырька из остатков лопнувших оболочек более мелких пузырьков. Такая многокомпонентность состава оболочки позволяет предполагать и наличие адсорбции различных ионов на поверхности с рассеянием противоионов в окружающей среде.

Из формулы (3.6) следует, что величина электрокинетического потенциала в явном виде не зависит от радиуса пузырька, но зато скорость проскальзывания по формуле (3.2), а, следовательно, и ξ имеют квадратичную зависимость от r .

Исходя из этого, можно считать, что чем больше размер пузырька, тем больший некомпенсированный заряд он несет на себе. Появление в окружающем пространстве при движении таких частиц электрического поля, характеризуемого потенциалом проскальзывания (аналог потенциала переноса в случае движения твердых частиц), направлено так, что своим взаимодействием с зарядом тормозит движение последнего и уменьшает скорость проскальзывания газового пузырька. Возникновение этой силы легко понять, если учесть, что оставшаяся ионная атмосфера, имея противоположные по знаку заряды, стремится притянуть к себе заряд на пузырьке. Таким образом, это уже четвертая причина, препятствующая проскальзыванию газа в трехфазном потоке. Кроме того, некомпенсированный

электростатический заряд на газовом пузырьке повышает его устойчивость против коалесценции. Будучи заряжены одноименным электричеством, пузырьки, за счет сил электростатического отталкивания, будут стремиться к равномерному распределению в потоке, занимая каждый такое место по отношению к соседним с ним, чтобы напряженность поля, создаваемая в данной точке, была минимальной.

Препятствуя слиянию пузырьков, электростатический заряд в то же время ничем не может помешать увеличению напряжений внутри оболочки при падении внешнего давления. Поэтому, несмотря на этот заряд, запас механической энергии у пузырьков возрастает вместе с его подъемом вверх по стволу скважины. При неизменности размеров пузырька во время подъема ни скорость его проскаль-

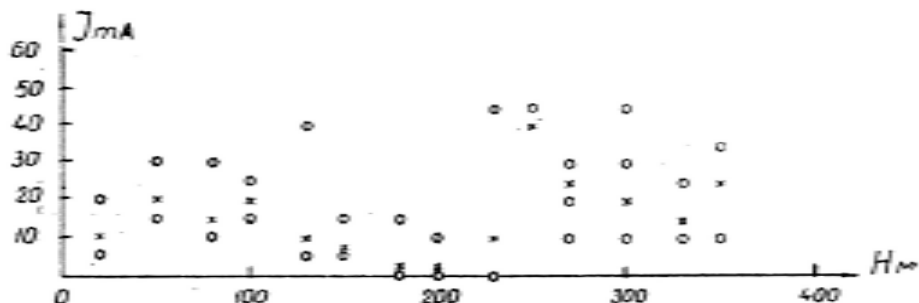


зывания, ни величина возникшего заряда не меняются.

При достижении критического значения пережатия, то есть предела прочности оболочки, происходит разрыв защитного слоя, вместе с которым нарушается и геометрическое расположение зарядов, что, в свою очередь, приводит к локальному изменению геометрии электрического поля. Это изменение не может не влиять на распределение зарядов на других пузырьках, неоднородности напряжений внутри поверхностных слоев. Деформация оболочек за счет электростатического взаимодействия облегчает их разрыв внутренними механическими силами. Таким образом, при разрыве оболочки, особенно в зоне разрушения, электромагнитная энергия принимает участие в процессах освобождения пережатого газа наряду с механическими силами. Это положение можно подтвердить тем экспериментальным фактом, что интенсификацию процесса разрушения с возникновением очень крупных пузырей, занимающих все сечение скважины, можно получить и электрическим разрядом с корпуса приборов и механическим воздействием, нарушающим структуру потока (очень быстрый спуск прибора или введение в него крыльчатки). Правда, полностью отделить механическое воздействие на поток от воздействия электрического не удастся, так как и быстрый спуск и введение крыльчатки всегда сопровождаются накоплением заряда на корпусе прибора с последующим разрядом на лифтовые трубы.

Между механическими и электрическими причинами разрушения оболочек имеет место одна существенная разница. Механические силы без участия электрических могут привести к разрыву поверхностного слоя и высвобождению газа. Для этого достаточно вспомнить начальный процесс коалесценции, когда размеры газовых пузырьков настолько малы, что скорость их проскальзывания почти равна нулю и величина электрокинетического потенциала ничтожно мала. Электрические силы выступают чаще всего как вспомогательные, усиливающие механические, но зато радиус действия этих сил намного больше и скорость распространения возмущения значительно выше.

Экспериментальное изучение электрокинетических явлений в фонтанных

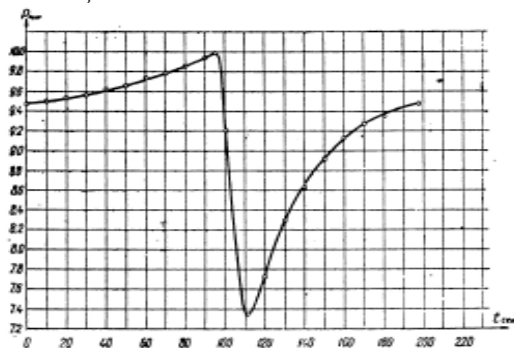


скважинах Ромашкинского месторождения производилось, как попутно, при спуске обычных дистанционных приборов, так и с помощью специальных приспособлений, описанных в VI главе первой части. Измерительные схемы приведены там же. Они состоят из источника стабилизированного напряжения (УИП-I, ВВС-I), буферного сопротивления, измерения тока и напряжения в цепи и глубинного проточного конденсатора, стенки которого не имеют диэлектрической изоляции.

При подаче напряжения на обкладки конденсатора глубинного прибора, независимо от полярности, ток в цепи появляется лишь по достижении на электродах потенциала, превышающего какое-то начальное значение. Величина этого начального напряжения зависит от длины электродов, скорости протекающего газо-нефтяного потока, его характера, структуры, обводненности и многих других факторов.

На рис. 21 приведены несколько возможных траекторий заряженных частиц того и другого знака при прохождении участка, где имеется электрическое поле, направленное перпендикулярно потоку. Зная число частиц проходящих конденсатор за единицу времени с постоянной скоростью, можно по величине тока в цепи оценить заряд каждой частицы, а по зависимости силы тока от скорости потока оценить их подвижности. Вольт-амперная характеристика потока и ее распределение по глубине скважины могли бы дать ценные сведения о поведении газовой фазы в нефти.

Практическому осуществлению таких измерений мешают глобулы пластовой воды, взвешенные в потоке. Обладая, за счёт оседания, меньшей скоростью, чем остальной поток, и будучи заряженными по той же самой причине, они легко концентрируются у поверхности электродов и, образуя цепочки, замыкают электроды. Для эмульсии воды в масле это явление хорошо известно [56] и используется для обезвоживания нефти на нефтепромыслах и нефтеперерабатывающих заводах.



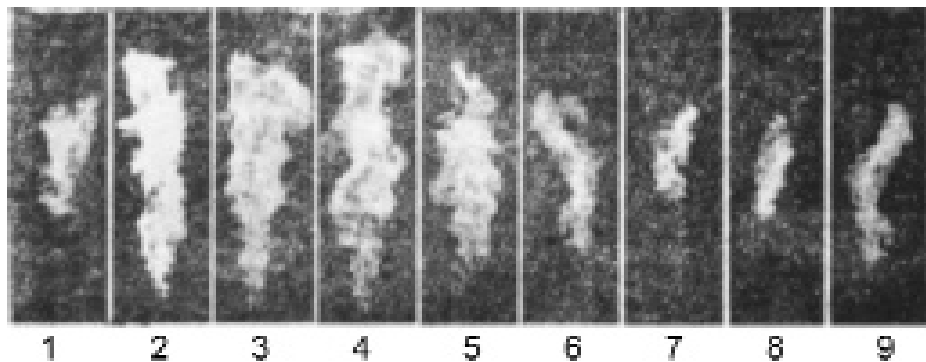
На рис. 22 дана типичная вольт-амперная характеристика скважины в зависимости от глубины при напряженности поля между электродами в 1 кв/см и буферном сопротивлении 9 кОм. Пульсация тока и частые размыкания цепи свидетельствуют о том, что ответственными за такое поведение в цепи являются закорачивающие цепочки из хорошо электропроводящей минерализованной пластовой воды. Установившийся ток в

цепи легко сбить, если кратковременно увеличить скорость потока или просто сильно встряхнуть прибор за кабель. Через некоторое время после этого ток снова восстанавливается. Если отключить напряжение, то на электродах появляется некоторый потенциал. При закорачивании цепи возникает быстро спадающий ток. Количественные измерения электро-кинетических явлений в скважине требуют специального изучения.

Более интересной и важной оказалась другая сторона электро-кинетических явлений. Как уже говорилось в начале этого параграфа, под действием электрического поля происходит деформация напряженных оболочек газовых пузырьков. При определенной степени напряженности этих оболочек может произойти разрыв оболочек и слияние газовых пузырьков. Индикация этого явления по вольтамперной характеристике на фоне замыкающего действия цепочек воды, естественно затруднена. Однако первые же опыты, проведенные в скважине, показали, что при подаче на электроды высокого напряжения, в потоке образуются газовые пузыри размером, в сотни раз превышающим объем газа, заключенного в межэлектродном пространстве.

Такой неожиданно бурный процесс облегчил и контроль за ним. Было разработано три метода определения времени перехода такого газового пузыря к устью скважины и его размеров.

1. По показаниям буферного манометра. Идея метода основана на том, что большой газовый пузырь, образовавшийся вокруг глубинного прибора, при подаче импульса высокого напряжения имеет большую скорость движения, чем основная масса смеси, образующая поток. Происходящий за счёт этого поджим вышележащего столба нефти приводит к подъёму буферного давления. В момент прихода пузыря к штуцеру, за счёт меньшей вязкости газа, скорость истечения увеличи-



вается и буферное давление падает. После прохода пузыря давление постепенно достигает своего нормального значения. График показаний образцового манометра для одного из таких пузырей, образованного на глубине 150 м у скважины № 79, показан на рис. 23. Отрезок от начала координат до первого экстремума характеризует время, прошедшее от момента образования пузыря до его прихода к штуцеру. Расстояние между экстремумами определяет размер пузыря.

2. По интенсивности горения факела. На тех скважинах, где газ из трапа поступает на факел, в момент прохода газированного участка интенсивность пламени резко возрастает (рис.24). Разгазированный участок нефтяного потока после пузыря обуславливает уменьшение размера факела и снижение его яркости. По сравнению с первым методом дает некоторое отставание по времени

3. По высоте звука, издаваемого штуцером. Колебания мембраны, в которой закреплен штуцер и шумы образующиеся при прохождении газо-нефтяной смеси через узкую горловину штуцера, образуют характерный звуковой спектр, амплитуда и частота которого зависят от скорости протекания жидкости и газа через отверстие. Газовый пузырь смещает максимум интенсивности звука, в этом спектре в сторону более высоких частот. Эти изменения в высоте звука в начале и конце прохождения пузыря легко улавливаются по слуху и служат простым и в то же время наиболее точным индикатором времени прихода пузыря и его размеров. Этот метод позволяет различать пузыри, идущие друг за другом с небольшими интервалами.

Ввиду того, что размер образовавшегося в скважине газового пузыря при наложении электрического поля на газо-нефтяной поток, определяется по времени измененного звучания штуцера, в дальнейшем на графиках и в тексте объём выделившегося газа будет измеряться в секундах. Примерный переводный коэффициент для каждой скважины определяется таким образом: исследуемая скважина останавливается на несколько часов. После этого с помощью измерения объёмной газонасыщенности измеряется величина газовой шапки, образовавшейся в скважине. По длине лифтовых труб, занятых газом при данном буферном давлении, определяется объём запасного газа. Затем при пуске скважины фиксируется время истечения через штуцер этого объёма и находится коэффициент пересчёта. Например, для скважины № 79, на которой было проведено наибольшее число исследований, одна секунда соответствовала, примерно, 1 м³ попутного газа при атмосферных условиях.

Каков же механизм образования газового пузыря в скважине под действием электрического поля? Опыт показывает, что для получения массовой коалесценции отдельных пузырьков в газонефтяной эмульсии, необходимо приложение к электродам потенциала, превышающего какое-то пороговое значение. Причем необходимое напряжение колеблется в широких пределах даже для одной и той же скважины в зависимости от дебита, буферного давления, режима работы и глубины образования пузыря. Размер образовавшегося пузыря зависит от глубины

возникновения и не зависит от длительности приложенного импульса напряжения. Так, при длительности импульса от 0,001 сек до 100 сек, образуется пузырь, примерно одного и того же размера. Не зависит размер пузыря и от величины приложенного напряжения, если оно превышает пороговое значение. Электрическая энергия, затрачиваемая на массовую коалесценцию, не превышает 1-2 Вт. Все это говорит о том, что для возникновения эффекта важен только передний фронт импульса напряжения и процесс образования носит характер пробоя. Независимость от величины приложенного напряжения и ничтожность потребляемой мощности говорит также о том, что подводимый потенциал служит только начальным толчком, своего рода спусковым крючком для высвобождения энергии, уже имеющейся на приборе к моменту подхода пускового импульса. Такой энергией может быть только электростатический заряд, образовавшийся на электродах либо за счёт соударения с электрическими заряженными пузырьками газа, либо за счёт осаждения на нем ионов, оставшихся в нефти.

Пленка смол, асфальтенов и парафина, отложившаяся на электродах, образует хорошую диэлектрическую изоляцию, препятствующую стеканию зарядов с прибора на корпус лифтовых труб и оттуда на землю. Прямым доказательством этого положения может служить то, что разряд с прибора и образование пузыря можно получить только через 10-20 минут после спуска прибора в скважину. До этого приложение высоких напряжений не дает эффекта.

Если выдвинутое утверждение справедливо и электростатический заряд на корпусе прибора является основным источником энергии для образования газового пузыря, то последний можно получить и без помощи внешнего источника напряжения. Для этого необходимо быстро повысить потенциал на электродах другими средствами, например, увеличить число соударений заряженных частиц с прибором. Опыт показывает, что при ускоренном спуске прибора, близком к свободному падению, можно получить газовый пузырь в скважине, несмотря на отсутствие подводимого напряжения на электродах. Свободный конец кабеля при этих экспериментах был подключен к вертикальным пластинкам осциллографа. В момент появления пузыря на экране осциллографа появился резкий, хорошо выраженный пик, характерный для разряда емкости. Пузыри удалось получить и при очень быстром спуске скребка для очистки парафина, подвешенного, как известно, на 2-х мм стальной проволоке.

Пробой и образование пузырей удастся получить при любой полярности приложенного напряжения, а также при подсоединении электродов к источнику переменного напряжения. При подключении к электродам постоянного или переменного напряжения на длительный промежуток времени пузыри образуются и идут с различными интервалами, в которых трудно установить какую-либо закономерность.

Подводя первые итоги вышесказанному, можно утверждать, что образованию газового пузыря, при наложении потенциала на электроды, в потоке

предшествует высоковольтный искровой или дуговой разряд в межэлектродном промежутке или между корпусом прибора и лифтовыми трубами. Прямым доказательством этого положения могут служить хорошо выраженные каналы пробоя на пластинках и роликах, которые центрируют прибор в скважине и изолируют его от лифтовых труб. (Рис.20). Изолирующее оперение служит основным местом пробоя по той простой причине, что расстояние в местах крепления между металлическими частями прибора, на котором сосредоточен заряд, и стенками трубы минимально. Кроме того, заостренная форма и увлажненная поверхность облегчают пробой. В некоторых случаях, кроме обугленных следов разряда, наблюдается даже вынос металла с корпуса прибора.

Не менее интересна и вторая сторона электрокинетических явлений в потоке – механизм воздействия искрового или дугового разряда на газо-нефтяную эмульсию. Это воздействие может передаваться двояким путем: электрическим и механическим.

Суть первого состоит в том, что электрическая искра между электродами представляет собой затухающие электромагнитные колебания с очень широким спектром частот. В окружающем пространстве, которое в данном конкретном случае ограничено внутренней поверхностью лифтовых труб, эти колебания возбуждают переменное электрическое поле довольно большой напряженности. Это

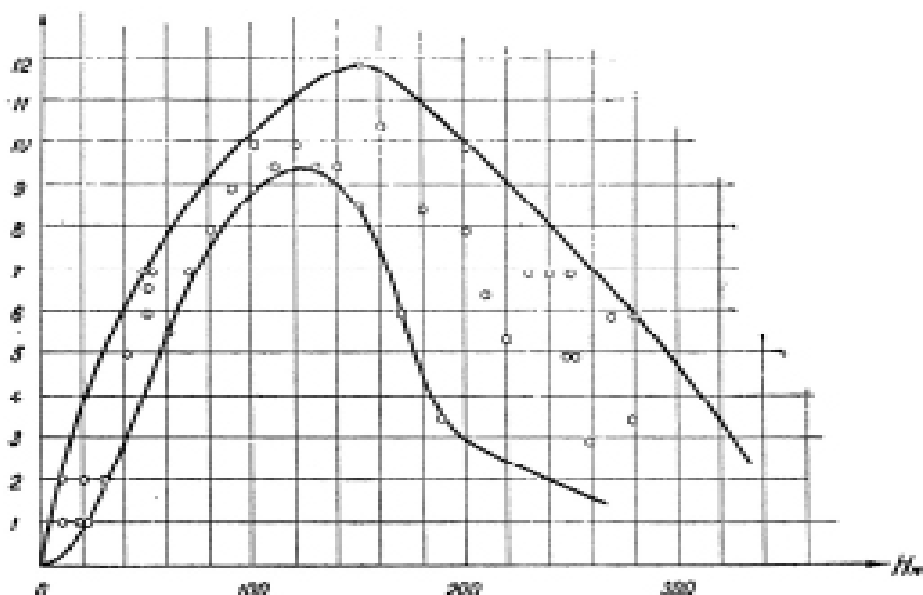


Таблица 1.
Сводка опытных данных замеров на скважине №79 Ленингорской площади.

Н _г	Длина волны излучения, м	R, Вт/ф. м.м	U, вольты м	T, сек	Время измерения, мин	U, В	Скорость газа, м/сек	Длина волны излучения, м	Число измерений
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	2	9	1000	40	65	65	124	122	1
20	"	"	"	40	121	56	128	122	2
30	"	"	"	40	175	54	125	2	3
40	"	"	"	40	223	48	208	5	8
50	"	"	"	40	28	57	125	6	3
60	"	"	"	40	28	57	125	65	3
70	"	"	"	40	345	65	124	55	6
80	"	"	"	40	40	55	182	7	2
90	"	"	"	40	465	65	124	8	2
100	"	"	"	40	52	55	182	9	3
110	"	"	"	50	60	8	126	9	3
120	"	"	"	50	685	85	118	95	4
130	"	"	"	50	75	65	124	10	2
140	"	"	"	40	83	8	126	95	3
150	"	"	"	40	905	25	132	95	2
160	"	"	"	40	97	65	124	85	2
170	"	"	"	30	106	9	111	105	1
180	"	"	"	30	114	8	126	6	вст.
190	"	"	"	30	1215	25	132	85	2

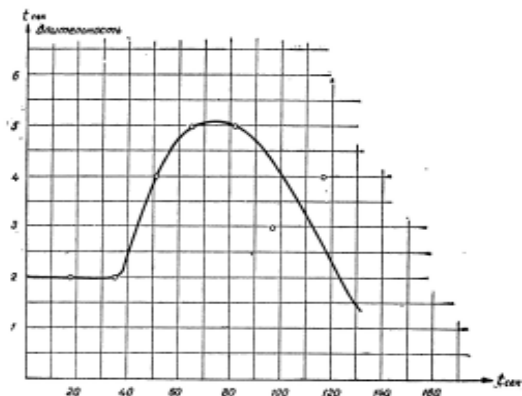
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
100	"	"	"	13-19	132	103	95	33	"
200	"	"	"	10-30	137	5	300	8	"
210	"	"	"	13-25	1403	93	105	63	"
230	"	"	"	15	1563	10	100	53	"
230	"	"	"	10-12	162	53	182	2	"
240	"	"	"	10-11	193	11	91	2	"
250	"	"	"	9-10	ост. олимпиад				"
250	5	"	"	10-12	199	6	162		"
260	"	"	"	3-7	190	14	91	3	"
270	"	"	"	3-5	ост. олимпиад				"
270	20	"	"	3-6					"
270	5	"	200	10-12	300	10	100	6	"
280	"	"	"	10-12	—	—	—		"
280	"	4	"	12-14	—	—	—		"
280	"	0	"	12-20	302	2	143	2	"
280	2	0	"	12-20	302	6	162	43	"
290	5	"	"	12-20	—	—	—		"
300	"	"	"	12-20	—	—	—		"

поле индуцирует на газовых пузырьках дополнительный заряд переменного знака. Таким образом, между заряженными частичками возникают свои дополнительные локальные поля, которые ведут к деформации оболочек газовых пузырьков, их пробою и разрыву. Происходит явление, аналогичное тому, которое наблюдалось еще Г.Герцем и А.С.Поповым в конце прошлого века, и использованное ими в качестве индикатора на наличие электромагнитных колебаний (когерер). Газовые пузырьки, даже не обладая собственными зарядами, образуют между собой резонансные системы со своими искровыми промежутками, отзываящимися на наличие переменного поля подходящей частоты. Этот процесс происходит одновременно по всей длине лифтовых труб, повсюду, где имеются такие резонансные системы. Так как кроме индуцированного, газовые пузырьки имеют еще и собственный заряд, то искровой разряд у прибора служит и здесь только спусковым механизмом для высвобождения внутренней энергии системы газовых пузырьков.

Второй, механический путь передачи, заключается в том, что в момент искрового пробоя у электродов за счёт высокой температуры канала пробоя и большого градиента электрического поля появляется зона высокого давления. Создается ударная волна, которая, распространяясь вдоль труб, приводит к деформации и без того напряженных оболочек газовых пузырьков, их разрыву и объединению газа в крупные образования.

В дальнейшем при любом механизме передачи слившиеся пузырьки, увеличив свой радиус, согласно закону Стокса развивают более высокую скорость движения и уже за счёт простых столкновений в сильно возмущенной среде лавинообразно увеличивают свой размер, объединяясь до размеров того пузыря, который приходит к устью скважины. Этот лавинообразный процесс нарастания объёма объединившегося газа является вспомогательным. Им нельзя целиком объяснить происходящего явления, так как размер пузыря непрерывно возрастал бы с увеличением глубины образования, чего не наблюдается на практике.

Учитывая, что дополнительные опыты подачи в скважину сильных звуковых и ультразвуковых импульсов с созданием ударной волны не привели к образованию пузырей, следует отдать предпочтение электрическому механизму разрушения оболочек газовых



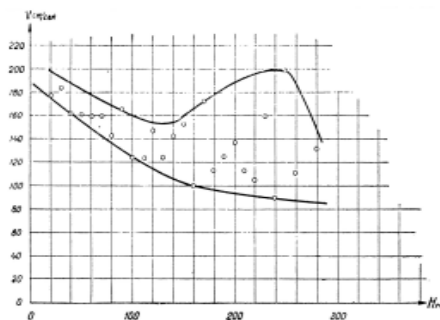
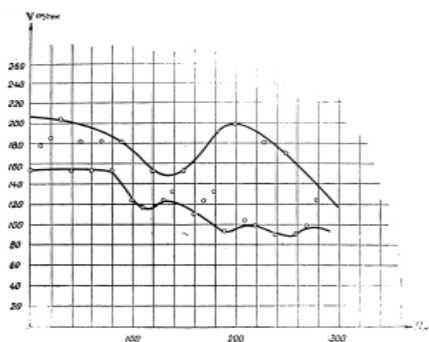
пузырьков, сохранив механическое воздействие, как вспомогательное, обязательно сопутствующее процессу «взрыва» перенапряженной, жесткой оболочки и высвобождению больших объемов расширяющегося газа.

Первые экспериментальные исследования электрокинетических явлений производились на скважине № 79 Лениногорской площади, Ромашкинского месторождения. Типичная сводка опытных данных одного замера приведена в таблице 1. Длина центрального электрода в приборе была равна 300 мм.

Из этой таблицы можно получить целый ряд зависимостей. Для их анализа очень удобным является то, что при наложении спускового потенциала точно фиксируется момент начала образования объединенного газового пузыря в то время, как глубина спуска прибора показывает зону, где зародился этот пузырь.

На рис. 25 приведен график зависимости размеров газового пузыря от глубины его образования – девятая колонка в таблице 1.

На кривой, занимающей, как обычно, целую полосу значений, имеется хорошо выраженный максимум на глубине около 150 м. Если обратиться к кривой объёмной газонасыщенности скважины № 79 (рис. 17 и 18), то нетрудно установить, что этой глубине соответствует максимальная неустойчивость и перенапряженность оболочек газовых пузырьков. Естественно, что, прилагая дополнительную внешнюю силу в виде электрического поля, можно значительно интенсифицировать процесс разрушения этих оболочек. Благоприятствует этому и тот факт, что скорость проскальзывания, а следовательно, и величина заряда достигает в этой зоне максимальных значений. О высокой интенсивности процесса коалесценции, происходящего в этой зоне, можно судить по тому, что при одном разряде с прибора происходит объединение почти половины того количества газа, которое

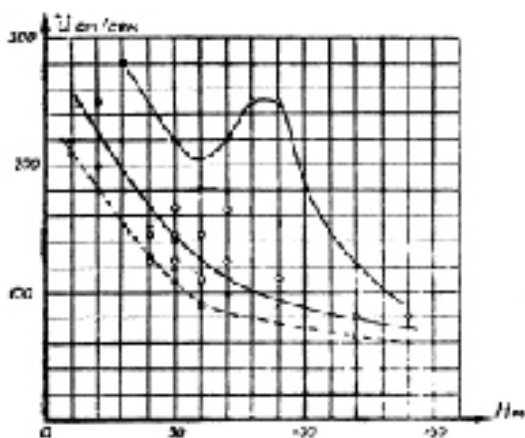


в обычных условиях выделяется из нефти в скважине. Слияние газовых пузырьков идет одновременно на протяжении многих десятков метров длины лифтовой колонны, то есть почти по всей зоне электрической активности.

Уменьшение размеров пузырей, по обе стороны от максимума, происходит из-за снижения электрической активности среды. Ближе к устью это обусловлено тем, что большая часть пузырьков потеряла свои оболочки, а, следовательно, и заряд и не принимает участия в процессе. В более глубоких слоях скорость проскальзывания еще не велика и заряды на частицах только еще начинают появляться. Из табл. I видно, что последние пузырьки с глубины 270-280 м получены уже при повышенном пусковом напряжении. Возможно, при увеличении длины прибора и приложенного потенциала область электрической активности несколько увеличится в сторону больших глубин, однако, мало вероятно, что это даст что-либо новое. Между 300 и 500 м лежит, по-видимому, зона зарождения зарядов.

В десятой колонке табл. I указано число вторичных газовых пузырей, образующихся на данной глубине. Это явление состоит в том, что в момент прохода основного пузыря через штуцер на устье, между электродами прибора на глубине снова происходит разряд и образуется новый пузырь, несмотря на то, что никакого напряжения от внешнего источника питания к прибору не подводится. Второй пузырь, проходя через штуцер, вызывает появление третьего и т.д. Скважина на некоторое время входит в пульсирующий режим с периодом, равным времени прохода пузыря с данной глубины. Обычно размер вторичных пузырей сначала растет, потом падает. Для примера на рис. 26 приведены времена прихода вторичных пузырей и их длительности для $H = 30$ м.

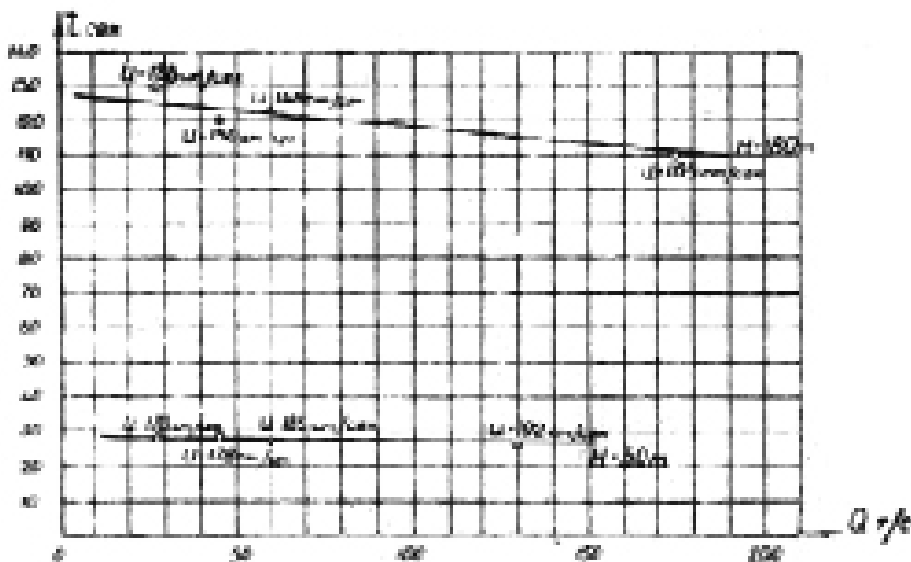
Механизм образования вторичных пузырей ясен из предыдущих рассуждений. В момент прихода пузыря или, говоря другими словами, чисто газового участка потока к штуцеру, резко увеличивается скорость истечения и падает буферное давление за счет меньшей вязкости газа. Прибор определения скорости потока, спущенный в скважину показывает, что в этот момент нефть, находящаяся ниже пузыря, делает рывок, увеличивая свою скорость примерно в пять раз для скважины № 79. Сильно возросшая скорость обтекания прибора потоком увеличивает



его электростатический заряд и приводит к вторичному пробоя и газообразованию без участия внешнего напряжения. Рост размеров вторичных пузырей в начале цикла объясняется увеличенной скоростью обтекания прибора, а следовательно, повышенным напряжением пробоя и захватом большей области потока. Затухание начинается после того, как на прибор попадает обезгаженный участок нефти. Описанный механизм позволяет объяснить причину возникновения короткопериодных (1-5 мин) пульсирующих скважин, т.е. скважин, дающих, попеременно то газ, то нефть.

Такие скважины встречаются иногда на промыслах. Естественно, что пульсация у них возникает в зоне разгазирования и электрической активности. Трудно сказать, как возникает первый пузырь. Вероятнее всего, отставание зарядов от двойного электрического слоя на газовом пузырьке приводит к появлению разности потенциалов на некоторой высоте скважины за счет образования потенциала проскальзывания, что вызывает разряд и появление пузыря. Его приход к штуцеру создает предпосылки для появления второго пузыря и переходу скважины в пульсирующий режим работы. Например, в таком режиме в 1956 г. работала скважина №2050 Абдрахмановской площади с дебитом около 150 т/с.

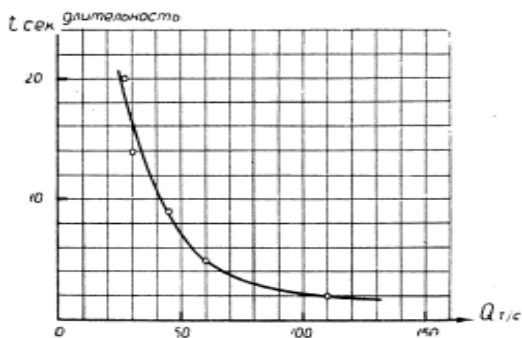
Скорость движения газовых пузырей нетрудно определить по времени их прихода на устье, принимая, как говорилось выше, за момент его возникновения падение электрического импульса на электроды. На рис.27 дан график зависимости скорости движения пузыря по стволу скважины от глубины образования,



вычисленный по моменту прихода пузыря на штуцер. Хотя более правильными следует считать скорости, вычисленные по приходу центра пузыря (рис.28). Однако разница, как видно, не велика.

Изучение влияния электрического поля и особенно искрового разряда на процесс коалесценции газовых пузырьков проводилось на многих скважинах. Критерием была длительность и время прихода образовавшегося газового пузыря к устью скважины. Более слабые эффекты, то есть такие, которые не приводят к высвобождению газа достаточного по объему для перекрытия всего сечения скважины, от наблюдения ускользают. К сожалению, этот способ, как метод исследования ограничен и может применяться только для узкого круга скважин со средней интенсивностью эффекта ($Q=40-80$ т/с). В более высокодебитных скважинах температура нефти достаточно велика и зона трехфазного потока ограничена. Поэтому образование пузырьков с увеличенным диаметром идет медленно и зарядов в единице объема потока невелика. Вследствие этого нет условий и для возникновения больших пузырей, а для получения искрового пробоя требуется приложение очень высоких потенциалов, Ψ много больше 1 кВ/см. В качестве примера может служить скважина №28. На кривой объемной газонасыщенности (рис.11) стрелками указана зона, в которой с большим трудом, но все же удалось получить пузыри обнаруживаемых размеров. Из рисунка видно, что эта зона лежит на спаде кривой пережатия и, как следовало ожидать, совпадает с зоной разрушения оболочек.

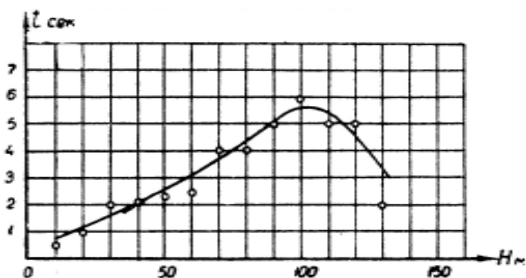
В более низкодебитных скважинах наблюдению мешает причина совершенно противоположного характера. Зона трехфазного потока имеет большую протяженность, пережатие газа во всех точках более значительно. Поэтому, имея увеличенные размеры, проскальзывают почти все газовые пузырьки. Следствием того же факта является и большая плотность зарядов на единицу объема. В результате всего этого достаточно один раз включить напряжение или спустить прибор на очередную ступень слишком быстро, как происходит образование пузыря, приход которого на штуцер вызывает появление нового. Скважина начинает пульсировать, и нет никакой возможности определить, где и когда образовался пузырь, пришедший на штуцер. В скважине №600 пузыри образуются вплоть до глубины 600-900 метров. Прекратить образование



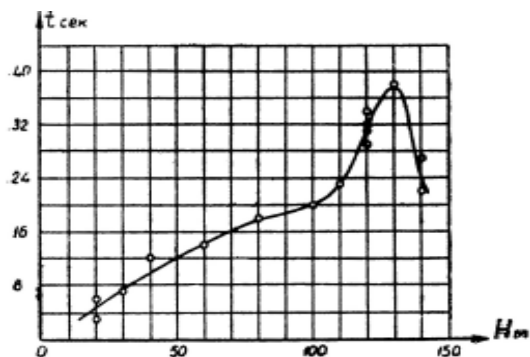
вторичных пузырей можно только извлечением прибора из потока. Но иногда и после этого скважина еще долго не может успокоиться, продолжая пульсировать периодически. Это говорит о том, что резкие изменения давления в скважине с высокой плотностью электростатических зарядов вредно сказываются на работе лифта с трехфазным потоком.

График скоростей движения газовых пузырей по стволу других скважин имеет сходный вид с данными для скважины №79. В качестве примера на рис.29 приводится график скоростей газовых пузырей для скважины № 1104. Кружочками обозначена скорость, вычисленная по началу прихода пузыря на штуцер, а крестиками – по центру. Так как дебит скважины №1104 несколько больше, чем у №79, то вся картина в ней как бы сдвинута ближе к устью. Значительный разброс точек говорит о неравномерности скорости потока во времени.

Длительное наблюдение показало, что скорость движения пузыря, если она



вычислена по приходу его центра, практически не зависит от размеров. Это означает, что пузыри, занимающие протяженность длины лифтовой колонны от десятков сантиметров до десятков метров, поднимаются вверх с примерно равной скоростью и испытывают при этом одинаковое сопротивление. Без эксперимента можно утверждать, что эта собственная скорость пузыря будет сильно зависеть от диаметра лифтовых труб.



На рис.30 представлена зависимость скорости подъема отдельных газовых пузырей с различной глубины от дебита скважин. Около каждой точки приведена вычисленная по времени прихода средняя скорость деления на отрезке от данной глубины до устья скважины. На основании графика и опыта многочисленных наблюдений можно сделать очень интересный и важный вывод о том, что скорость подъема газового пузыря,

перекрывающего все сечение подъемника почти не зависит от дебита скважины, то есть что она не связана со скоростью основного потока газонефтяной смеси, по которой он движется внутри лифтовой колонны. Это утверждение, как видно из графика, справедливо для широкого диапазона значений дебита от 27 м/с до 175 м/с, т.е. практически для всех скважин Ромашкинского месторождения.

Размер газовых пузырей или соответствующая длительность прохождения их через штуцер, наоборот, в сильной степени зависит от температуры потока. Чем ниже температура, тем сильнее пережатие, тем большее количество отдельных пузырьков участвует в цепной реакции разрушения и тем больший объем занимает высвободившийся газ. На рис.31 дан график средних размеров газовых пузырей, полученных с глубины 100 метров в скважинах с различным дебитом и близкими величинами буферного давления, так как последнее, конечно имеет большое значение.

Вполне четко выражена и зависимость величины газовых пузырей от глубины образования. На рис. 32 и 33 даны такие зависимости для скважин №600 и №1104. С ростом глубины хорошо заметна тенденция к увеличению размеров пузырей с последующим спадом. Аналогичная картина наблюдается и на примере скважины №79.

Такой ход кривой объясняется тем, что объем газа в них обусловлен двумя факторами. Во-первых, начальным количеством газа, образованного искровым разрядом на данной глубине, во-вторых, тем приростом, который образуется за счет последующего поглощения большим пузырем маленьких при его движении вверх по колонне. Ясно, что там, где искусственно создаваемая электрическая зона разрушения совпадает с естественной механической, начальный объем образовавшегося газа будет максимальным. С глубиной, когда пережатие и электрическая активность падают, уменьшается и начальный объем. Прирост же за счет последующего движения вверх и захвата тех пузырьков, которых догоняет большой пузырь, не играет, видимо, существенной роли. Несмотря на значительную протяженность хода и длительное время существования, глубинный пузырь не достигает тех максимальных размеров, которые имеют место у пузырей, образовавшихся на меньшем расстоянии от устья скважины. Косвенно этот факт говорит о том, что чем выше скорость газо-нефтяной смеси, тем меньше разность скоростей пузыря и потока. В высокодебитных скважинах, где поток движется со скоростью 150-180 см/сек., вообще, несмотря даже на значительную глубину образования, невозможно получить длительность пузыря более 1-2 секунд. В этом сказывается и малое пережатие из-за высокой температуры, и слабая электрическая активность из-за небольших электрокинетических потенциалов. Но очевидно и то, что при своем движении вверх, вопреки очень большим значениям объемной газонасыщенности, пузырь почти не растет (скважина № 28).

Таким образом, электрокинетические явления в скважине позволяют, с одной стороны, устанавливать начало проскальзывания газовой фазы относительно

жидкой, и с другой – изучать особенности движения больших газовых пузырей в потоках, поднимающихся по вертикальным трубам.

Подытоживая материал, приведенный в настоящем параграфе, следует еще раз подчеркнуть, что в потоке, на границе раздела фаз, за счет адсорбции на этой границе ионов или ионогенных групп, находящихся в растворе, и их нейтрализации противоположными ионами, создается двойной электрический слой. Благодаря тепловому движению в растворе этот слой имеет как прочно связанное с границей ядро, так и диффузный слой, в котором плотность зарядов по отношению к ядру располагается по барометрическому закону Лапласа. При относительном движении фаз отставание некоторой части этого диффузного слоя приводит к появлению на газовых пузырьках некомпенсированного электростатического заряда. При появлении в скважине электрического разряда, возникающего либо за счет пробоя небольшого промежутка между двумя противоположно заряженными частицами, или разности потенциалов на различных по высоте уровнях скважины или по другим естественным или искусственно созданным причинам, элементарная резонансная система, состоящая из двух сферических пузырьков, отзывается на одну из частот спектра искрового разряда, являющуюся для нее резонансной, и между ними происходит свой искровой разряд. Этот разряд приводит к нарушению целостности смоло-парафиновой оболочки пузырька, сбросу её и объединению освободившегося газа. С другой стороны, этот вторичный разряд увеличивает напряженность электромагнитного поля внутри лифтовых труб. Так энергия собственных зарядов пузырьков входит в энергию электромагнитных колебаний широкого спектра частот.

Процесс коалесценции газовых пузырьков под воздействием электро-магнитного поля служит еще одним убедительным доказательством существования жесткого, непроницаемого панциря на этих пузырьках.

Итак, электрический заряд, возникающий на газовом пузырьке, одной стороны, служит важным стабилизирующим фактором, способствующим сохранению индивидуальности пузырька при его путешествии вверх по стволу скважины, с другой стороны, при определенных условиях он выполняет противоположную работу, помогая коалесценции газовых пузырьков.

§12. Структура трехфазного потока

В предыдущих параграфах настоящей главы уже говорилось о структуре трехфазного потока, теперь остается только обобщить и несколько дополнить этот раздел новыми экспериментальными фактами.

На рис.12, 16 и 18 изображены кривые усредненной объемной газонасыщенности для нескольких скважин. С переходом потоков в трехфазное состояние на них четко намечается точка перегиба в сторону уменьшения объемной газонасыщенности. До сих пор это изменение объемного содержания газовой фазы в

нефти приписывалось целиком пережатие газа. Однако в предыдущем параграфе было установлено, что с появлением в потоке третьей, твердой фазы изменяется не только пережатие газа, но появляется и коалесценция пузырьков и, как следствие, постепенное увеличение скорости относительного движения газовой и жидкой фаз. Проскальзывание пузырьков эквивалентно уменьшению эффективной площади сечения, подъемника, занятой газом, что также отмечается прибором, как уменьшение величины объемной газонасыщенности. Таким образом, экспериментально определенная величина уменьшения объемной газонасыщенности, по сравнению с двухфазным потоком, обусловлена, как пережатием, так и проскальзыванием газа. Разделить количественно эти два эффекта довольно трудно. Для этого надо знать относительную скорость газовой фазы и по теоретическим формулам подсчитать затем эффективное уменьшение значения объемной газонасыщенности.

Наличие четко выраженных зон разрушения оболочек газовых пузырьков, в которых объем, занимаемый газом, возрастает и достигает значений, характерных для двухфазного потока, а в некоторых случаях и превышает его, говорит о том, что главным фактором является все же пережатие газа. Кроме зон разрушения, о том же говорят и специальные опыты. Если поместить полную, замкнутую сверху трубку в ту часть потока, где пережатие отсутствует, то по извлечении на поверхность останутся чистыми как внутренние стенки трубки выше отверстия, так и индикаторная пластинка. Совсем иная картина наблюдается после извлечения прибора из зоны максимального пережатия. На этот раз вся внутренняя поверхность оказывается покрытой рваными хлопьями смоло-парафиновой массы. Количество отложившегося парафина с высотой изменяется по экспоненциальному закону. Чем дальше участок от зеркала жидкости в приборе, тем меньше на нем следов от лопнувших оболочек.

Что же происходит в приборе, когда он помещен в зону с сильным пережатием газа? Вся верхняя часть индикаторной трубки, начиная с перепускного отверстия, занята газовой шапкой под давлением, одинаковым с окружающей средой. Отдельный газовый пузырек, попадая из потока во входное отверстие прибора, поднимается до границы раздела фаз и лопается, так как за счет нарушения граничных условий происходит резкое утоньшение поверхностного слоя в его верхней части [212]. Остатки оболочки под действием разности внутреннего и внешнего давления подбрасываются над поверхностью жидкости. Чем больше величина пережатия, тем выше поднимаются кусочки смоло-парафиновой массы. Как показывает опыт, чисто смоло-парафиновые оболочки (двухфазный поток) за счет своей вязкости и упругости не разрываются на части, а целиком остаются в жидкой фазе. Более хрупкие парафиновые слои лопаются с разбросом отдельных частей. Если зона максимального пережатия находится близко от устья скважины, то картина, аналогичная той, которая происходит в приборе, наблюдается в лубрикаторе. Поток, заворачивая в боковую струну, выбрасывает

в газовую шапку лубриката крупны хлопья парафина. В некоторых скважинах интенсивность этого процесса довольно велика. Например, на скважине № 1104 за 10-15 мин., необходимых для измерения устьевой температуры, на трубке приспособления откладывается слой парафина в 2-3 мм.

Второстепенная роль, которая отводится проскальзыванию при определении общего объемного содержания газа в данном сечении скважины, видна из того, что невелика абсолютная величина скорости проскальзывания. По Левичу [210], эта скорость для свободно поднимающихся миллиметровых пузырей воздуха в воде не превышает 30-40 см/сек. Для нефтяного потока эта скорость будет значительно меньшей, что станет очевидным, если учесть значительно большую вязкость нефти по сравнению с водой и явно выраженный турбулентный характер течения потока, в котором происходит подъем пузырей; кроме того, нельзя забывать и о тех четырех причинах, замедляющих скорость проскальзывания, которые были указаны ранее. Рассматривая подъем пузырей, следует указать и еще на один, пятый фактор замедления скорости проскальзывания. Он заключается в том, что при разных размерах, за счет частичной коалесценции скорости проскальзывания газовых пузырьков будут различные. Пузырьки увеличенного размера двигаются быстрее и, кроме обычного гидродинамического сопротивления, испытывают еще тормозящее действие со стороны более мелких, менее подвижных пузырьков. Будучи заряжены одноименным электричеством, они не коалесцируют, а отталкиваются друг от друга. При этом укрупненному пузырьку приходится продвигаться вверх, расталкивая соседей, затрачивая на это часть своей подъемной силы. Чем больше количество пузырьков в единице объема, тем труднее движение. Когда объемная газонасыщенность достигает значения 74 %, то есть величины, необходимой для создания структуры в виде плотной упаковки соприкасающихся шаров, относительное перемещение отдельных пузырьков вообще становится невозможным. Ряд авторов [212] указывает, что образующаяся структура приобретает некоторые свойства твердого тела. О том, что такая структура потока при определенных условиях может образоваться в скважине, говорят экспериментальные факты. Скважина №600 (рис.19) имеет небольшой дебит и, следовательно, невысокую скорость потока, исчисляемую десятками сантиметров в секунду. Благодаря этому на поверхности удастся непрерывно следить за изменением значения объемной газонасыщенности в данном сечении скважины. Как видно из рисунка, полоса значений объемной газонасыщенности, как вполне определенная периодическая зависимость для скважины, очень велика. Со временем значения объемной газонасыщенности сначала неуклонно растут до какого-то максимального предела, потом падают до нижнего уровня, затем рост начинается снова и т.д. Это говорит о том, что газ движется в потоке отдельными сгустками. Сильно и слабо газированные участки следуют друг за другом через разные интервалы. Ясно, что газонасыщенные участки служат как бы пористым фильтром с сотовой структурой, препятствуя подъему газовых пузырьков. Газонасыщенность у такого фильтра может быть значительно меньше 74 %, так как некоторый объем в плотной упаковке шаров занимают оболочки,

которые имеют диэлектрическую постоянную, очень близкую к жидкой нефти, то есть $\epsilon \sim 2,2 - 2,3$. Прибором для измерения β они не учитываются. Чем ниже температура потока, тем большая доля структуры занята парафином и тем ниже может быть значение β для сгустка.

Величина периода зависит от глубины, на которой происходит измерение. Ближе к устью период уменьшается, сгустки следуют один за другим чаще, В более глубоких участках скважины период пульсации увеличивается. Так, например, для глубины 250 – 300 м он равен одной минуте (20 – 30 м по длине ствола). Подходя к четыремстам метрам, он возрастает до двух минут и т.д. В укорочении периода играет роль и общее увеличение скорости потока при приближении к устью скважины. Факел на таких скважинах горит неровно. Он как бы дышит с тем же периодом, что и время прихода газированных участков на штуцер. Если по каким-нибудь причинам в сгустке создаются условия, благоприятные для образования зоны разрушения, то вместо сильно газонасыщенного участка потока может возникнуть отдельный большой пузырь, и при повторении этих условий скважина перейдет в пульсирующий режим. В образовании таких пульсаций главную роль играют механические силы пережатия совместно с электрической энергией. Возникновение пульсирующего режима – явление крайне нежелательное, так как большой газовый пузырь, перекрывающий все сечение лифтовых труб, имеет довольно большую собственную скорость подъема (до 2 м/с). В малобитных скважинах он быстро обгоняет поток и за счет поглощения отдельных газовых пузырьков увеличивает вес столба жидкости и противодавление на забой скважины. С точки зрения структуры, отдельный газовый пузырь можно рассматривать, как стержневой или пленочный режим с большим разрывом между пузырями. При этом переход от отдельных пузырьков к большому происходит без стадии четок. Из всего рассмотрения особенностей движения трехфазного потока в фонтанной скважине следует, что четочный режим может возникнуть только в частном случае очень высокодебитных (> 200 т/с) скважин с низким буферным давлением (< 5 атм) и низкой температурой. Низкая температура необходима для того, чтобы трехфазный поток существовал в высокодебитной скважине на значительном протяжении, что при небольших давлениях на буфере может привести, хотя бы вблизи устья, к высоким значениям объемной газонасыщенности. Как уже установлено, собственная скорость подъема отдельного газового пузыря лежит, где-то около 2 м/с. Следовательно, если общая скорость потока при высоком дебите и высоком значении P_6 превысит эту величину, то образовавшийся пузырь не будет обгонять поток, а наоборот, поток будет толкать его перед собой. Естественно, что размер пузыря при этом изменится незначительно. Если же число пузырей будет достаточно велико, то они образуют нечто похожее на четочную или пробковую структуру.

Такой режим можно иногда наблюдать в скважинах разрезающего ряда, работающих в режиме максимального отбора жидкости (300-400 т/с) без

противодавления. Определить такую скважину легко по характерному «чирикающему» звуку издаваемому штуцером, через который попеременно идет то газ, то нефть.

В итоге можно сказать, что структура трехфазного потока, в отличие от двухфазного, значительно сложнее. Причем изменения в ней направлены в сторону, осложняющую и ухудшающую работу фонтанного лифта.

В двухфазном потоке имелось всего лишь два вида структуры: отдельные мелкие взвешенные в нефти пузырьки с той или иной плотностью на 1 см^3 иотовое строение, когда объемная газонасыщенность достигает 74%, и пузырьки, теснясь, начинают деформировать друг друга. Относительное движение и трение в обоих видах структуры пренебрежимо мало, и закономерности потока легко поддаются математической обработке.

У трехфазного течения режимов движения значительно больше. В начальный момент при переходе потока в трехфазное состояние, в нем наблюдается примерно та же картина, что и в двухфазном: в нефти взвешены отдельные пузырьки примерно одинаковых размеров, но с более массивными и неустойчивыми оболочками. Скорость их проскальзывания по-прежнему ничтожно мала. Затем этот переходный режим постепенно изменяется в основной режим трехфазного потока.

При этом, как уже говорилось, за счет частичной коалесценции наиболее пережатых и неустойчивых пузырьков появляются укрупненные образования самых различных диаметров. В соответствии с индивидуальными размерами в потоке имеются и разнообразные скорости проскальзывания. За счет сильного пережатия и частично за счет проскальзывания газа объемная газонасыщенность потока при таком режиме по сравнению с двухфазным снижена. Основной режим переходит в другую разновидность, когда число отдельных пузырьков в единице объема становится достаточным для образования структуры плотно упакованных шаров. Несмотря на различие диаметров, такая конфигурация может возникнуть в трехфазном потоке при меньшем значении объемной газонасыщенности, чем 74%. Недостающий объем в этом случае заполняют смоло-парафиновые оболочки газовых пузырьков. Проскальзывание газа при таком режиме отсутствует, пережатие остается. Частным случаем этого второго режима будет периодическое движение газированных участков с плотной или почти плотной упаковкой пузырьков, при небольшой общей скорости потока. Скорее всего, это тоже своего рода переходный процесс между основным и вторым режимами.

Третий возможный режим возникает при образовании в потоке одной или двух, редко трех зон разрушения оболочек газовых пузырьков. В этих зонах из отдельных разнокалиберных пузырьков формируется один большой газовый пузырь, перекрывающий все сечение подъемника. В скважинах со скоростью потока до 2 м/с эти пузыри, наращивая свой объем, движутся быстрее остальной массы смеси. Размер пузырей, при их небольшом количестве достигает иногда

нескольких десятков метров длины лифтовой колонны. Чаще всего образование такого пузыря – случайное флюктуационное явление. Но иногда скважина может войти в пульсирующий режим. Строго периодическое образование пузырей в зоне разрушения идет в момент прихода предыдущего пузыря на устье скважины.

Там, где скорость потока больше 2 м/с (для диаметра лифта 2,5”), образовавшийся в зоне разрушения газовый пузырь идет вместе с потоком без проскальзывания. Размер его изменяется только за счет расширения газа при падении давления. Число пузырей при этом будет большим. Такой режим можно выделить в отдельный, четвертый тип, поскольку он характерен для «холодных», очень высокоскоростных скважин и скважин с высоким значением газового фактора.

В целом второй, третий и четвертый режимы – очень редкое явление для Ромашкинского месторождения. Подавляющая масса скважин работает на основном режиме трехфазного потока. Это подтверждается и более поздними исследованиями других авторов [227].

§13. Потери на трение

Потери на трение определялись только для основного режима трехфазного потока. Для этих целей на скважине №79 был выбран наиболее спокойный участок от 400 до 700 метров. Чтобы повысить точность определения перепада давления на десятиметровом интервале, измерения велись специальным дистанционным манометром с чувствительностью 0,01 атм. Отсчет проводился через каждые два метра с последующим суммированием и получением градиента давления для десятиметрового интервала. Сразу же после подъема манометра был спущен прибор для определения объемной газонасыщенности на этом участке. Была также известна и средняя скорость потока для этой скважины в различных сечениях. Несмотря на все предосторожности, получить точную кривую потерь на трение и соответственно поведение коэффициента гидравлического сопротивления не удалось. Сказалось наличие площадок на кривой давления, влияние на показания глубинного манометра вышележащих, более неспокойных участков потока, пологое значение объемной газонасыщенности и неодновременность измерения обеих величин.

Из полученных усредненных данных можно заключить, что потери на трение в трехфазном потоке в 2–3 раза выше, чем в двухфазном, коэффициент гидравлического сопротивления соответственно лежит в интервале $0,10 \leq \alpha \leq 0,09$.

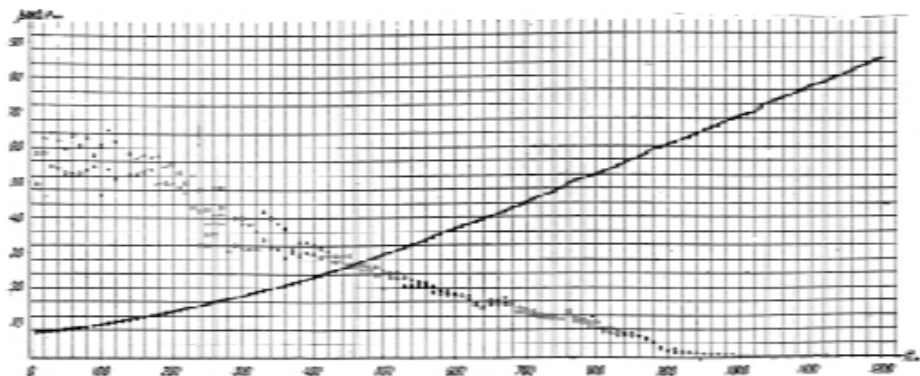
Исходя из совокупности изложенного выше материала, нетрудно объяснить некоторое повышение гидравлического сопротивления трехфазного потока. При наличии газового подшипника между текущей жидкостью и внутренними стенками поток тратит часть своей кинетической энергии на отрыв отдельных газовых пузырьков от стенок труб. Эта затраченная энергия пропорциональна периметру прилипания, умноженному на величину поверхностного натяжения. В

двухфазном потоке толщиной линии прилипания можно пренебречь, так как она не превышает моно-молекулярных размеров. В трехфазном потоке толщина оболочки газовых пузырьков достигает макроскопических размеров, и периметр прилипания надо заменить на площадь кольца. При этом затрата энергии на отрыв такого кольца будет значительно более высокой, что качественно находится в согласии с экспериментальными данными. Некоторые исследования в этом направлении проводились и другими авторами [228].

§ 14 Трехфазный поток второго рода

Под таким наименованием подразумевается движение трехфазной смеси, возникающее при разгазировании двухфазного потока второго рода. Как следует из самого определения, такой поток отличается от описанного ранее только способом формирования в момент возникновения. В одном случае к имеющейся газовой и жидкой фазам, добавляется твердая в виде кристалликов парафина. В другом, напротив, имеются жидкая и твердая фазы, к которым добавляется газовая. В реальных скважинах, в зависимости от внешних условий, один поток может переходить в другой, и наоборот.

Практически по мере падения пластового давления или зажима скважин уменьшается и дебит эксплуатационных скважин. В соответствии с этим увеличивается охлаждение нефти по стволу подъемника. Во-первых, это происходит за счет уменьшения забойного давления и температуры, во-вторых, вследствие все возрастающей теплоотдачи в грунт при снижении скорости потока. Вместе с падением температуры по стволу лифтовой колонны, область трехфазного потока первого рода постепенно увеличивается, захватывая новые, более глубокие участки скважины. В свою очередь, зона двухфазного течения, наоборот, уменьшается, причем уменьшение идет с двух сторон: сверху за счет перехода в трехфазный



поток, снизу из-за увеличивающейся со снижением температуры растворяющей способности нефти по отношению к газу. Вследствие этого точка давления насыщения перемещается вверх по стволу, в области с более низким давлением. При одновременном достижении системой температуры и давления насыщения трехфазный поток первого рода переходит в трехфазный поток второго рода. Дальнейшее снижение температуры приводит к тому, что критические точки $H(T_H)$ и $H(P_H)$ начнут расходиться. Область трехфазного потока при этом слегка

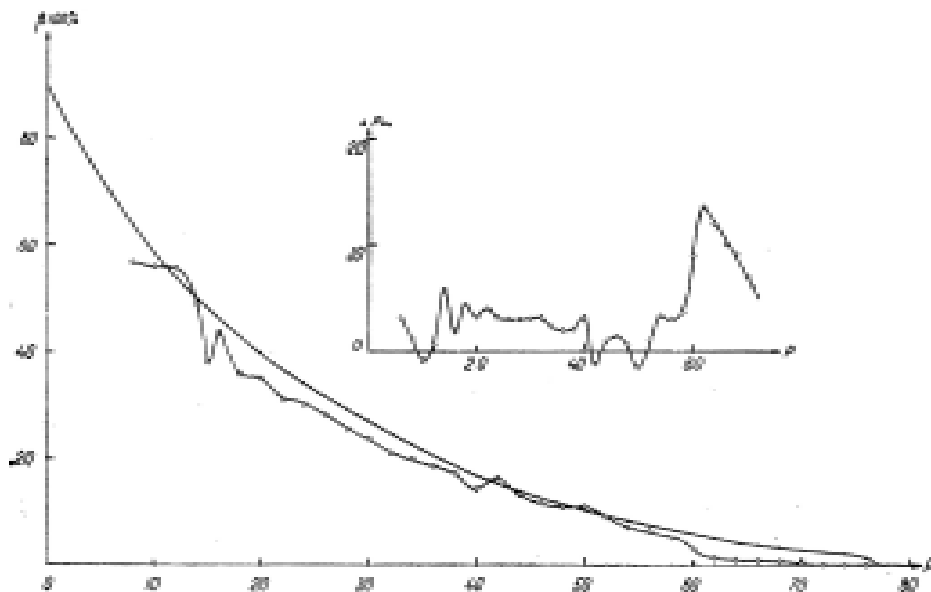


Рис.35. Кривая пережатия газа для скважины № 885 туймазинского месторожде-

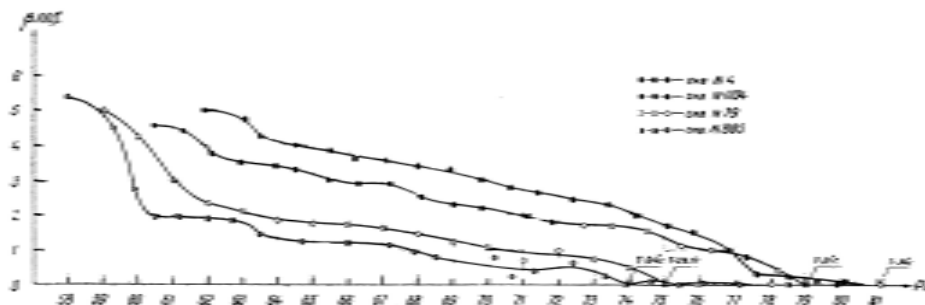
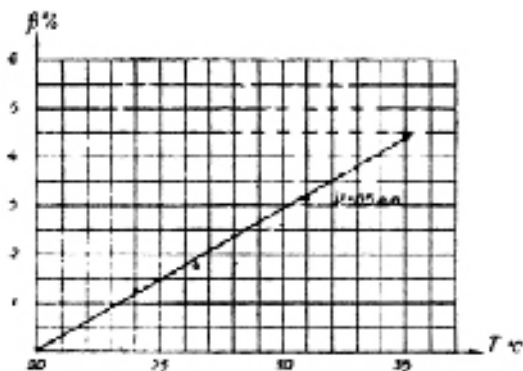


Рис.36. Начальные участки кривых разгазирования нефти в скважинах.



сократится, а появившаяся зона двухфазного потока второго рода будет расти. Аналогичная картина происходит и при изменении давления, то есть при движении точки $H(P_H)$ вдоль по стволу скважины.

Таким образом, соотношение между пятью возможными типами движения нефти определяется её свойствами и граничными условиями с обеих сторон лифта.

В скважинах Ромашкинского месторождения, благодаря тому, что эта площадь находится еще в начальной стадии

разработки и имеет довольно высокие значения пластовых параметров, выпадение парафина из нефти происходит выше точки давления насыщения в стволе лифтовой колонны. Поэтому на данном месторождении трехфазный поток второго рода в чистом виде не встречается, хотя для таких скважин, как № 79 и № 600, протяженность двухфазного потока первого рода практически равна нулю. Эти скважины могут служить в качестве примера скважин переходного типа с $H(T_H) \approx H(P_H)$.

Условия, при которых температура нефти достигает точки насыщения по отношению к твердой фазе до того, как начнется её разгазирование, встречаются лишь на месторождениях, длительное время находящихся в эксплуатации.

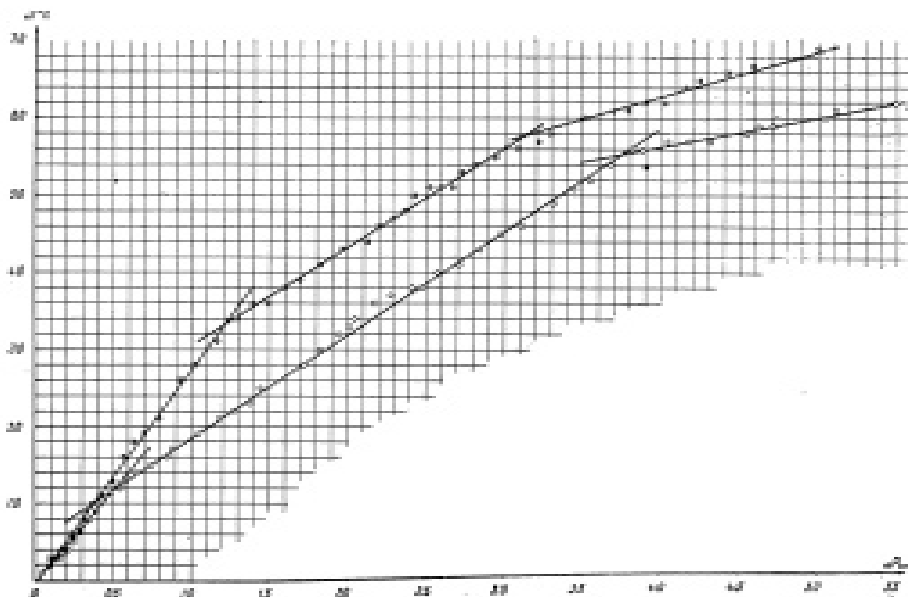
Для проверки этого предположения, по согласованию с нефте-промышленным управлением «Туймазанефть», было проведено исследование скважины № 885 Туймазинского месторождения, эксплуатирующей по 2,5" колонне горизонт D_r , с дебитом $Q=30$ т/с. Буферное давление и температура соответственно 7,5 и 10,8°C. Эта скважина имеет почти такую же глубину и забойное давление, как и аналогичное ей по дебиту скважины Ромашкинского месторождения, но пониженную забойную температуру, близкую к 26°C.

Такая температура, в случае если состав и свойства нефти и попутного газа этого месторождения были идентичными, вполне гарантировала бы в данной скважине наличие трехфазного потока второго рода. Однако, несмотря на большое сходство туймазинской и ромашкинской нефтей, они довольно сильно отличаются по составу парафиновых фракций. При исследовании глубинных проб установлено [198], что в температуре и характере начала кристаллизации парафина в туймазинской нефти имеются отличия от тех же параметров для

бавлинской и ромашкинской нефтей. Температура насыщения для туймазинской нефти ниже, чем для ромашкинской, на 6–8⁰С и составляет в среднем 17⁰С. Но выпадение кристаллов происходит значительно дружнее. В связи с этим при исследовании выяснялось, что соотношение между $H(T_H)$ и $H(P_H)$ в скважине № 885 примерно такое же, как и для наиболее холодных скважин Ромашкинского месторождения. Экспериментальные данные распределения давления и объемной газонасыщенности этой скважины приведены на рис.34.

Из-за отсутствия сведений по двухфазному потоку для туймазинской нефти кривая пережатия газа (рис.35) построена по аналогии со скважинами Ромашкинского месторождения. Для грубой оценки такой прием вполне допустим, так как известно, что равновесная кривая разгазирования в бомбе PVT [223] идет лишь несколько ниже, чем аналогичная зависимость для ромашкинской нефти [175]. Кроме того, состав попутного газа и давления насыщения для обеих нефтей одинаковы.

Переходя к обсуждению полученных кривых, следует отметить отсутствие пережатия газа по отношению к двухфазному потоку. Приближение динамической кривой разгазирования к равновесной объясняется тем, что значительная часть газа в этой скважине движется в потоке в виде больших пузырей, кривизна поверхности которых мала. Вследствие этого пережатие газа в них почти



полностью отсутствует.

При введении измерительного прибора в поток скважина № 885 сразу перешла в пульсирующий режим, причем период пульсации оказался значительно меньшим, чем у «холодных скважин» Ромашикинского месторождения, составив всего 2–4 с. Длительность прохождения пузырей через штуцер росла с глубиной образования и лежала в интервале 5–25 секунд. Скважина имеет не менее двух ярко выраженных собственных зон разрушения оболочек. Поэтому в момент гидравлического удара на устье образуются пузыри одновременно в нескольких местах по стволу скважины. Естественно, что время прихода и длительность их самые разнообразные. Из-за кратковременности измерений никаких закономерностей в данном случае установить не удалось.

Скважина №885 имеет несколько более низкую температуру потока, чем скважина №79 и №600. Исходя из этого, при сопоставлении режимов их работы, можно сказать, что последние две находятся в состоянии предельной неустойчивости с максимальным средним пережатием газа. При низкой температуре газ, объединяясь в более крупные образования, снова начинает возвращаться к равновесному состоянию, но уже с другим режимом работы. С этой точки зрения скважины №79 и №600 действительно являются переходными.

Определенный интерес представляет изучение начального момента разгазирования нефти при различных температурах. Ранее уже отмечалось, что величина давления насыщения снижается с уменьшением температуры, так как растворимость газа в этом случае увеличивается. На практике же оказывается, что в связи с изменением температуры меняется не только величина давления насыщения, но и сам ход разгазирования. На рис.36 в качестве примера представлены в увеличенном масштабе начальные участки кривых разгазирования для нескольких скважин с различной температурой начала газовыделения.

Из рисунка хорошо видно, как угнетающе действует понижение температуры на величину объемной газонасыщенности. Чем ниже температура, тем ближе прижимается начало кривой к оси абсцисс и тем резче подъем, который она испытывает при давлении около 60 атм. Детальное исследование Туймазинского месторождения позволит выявить еще более холодные скважины, чем № 885, и на их примере проследить за дальнейшим поведением газовой фазы в потоке с понижением температуры. При существующих данных можно только аппроксимировать ход кривой на более низкие температуры (рис.37) при определенном давлении, например, в 65 атм. Из аппроксимации видно, что при температуре около 20°С, когда в скважине будет иметь место хорошо выраженный двухфазный поток второго рода со значительным содержанием в нефти выпавшего парафина, давление насыщения будет лежать вблизи крутого подъема на кривой разгазирования и иметь значение, близкое к 60 атм.

Таблица № 2.

Наименование № газа	Хим. формула	Проц. содерж.	Крит. темп.	Крит. давл.	Давление насыщения
1. Азот	N_2	12	— 147,1	33,5	62
2. Метан	CH_4	38,4	— 82,1	45,8	52-54
3. Этан	C_2H_6	22,9	33	48,8	~ 6
4. Пропан	C_3H_8	15,3	95,6	42	< 1
5. Изобутан	iC_4H_{10}	2,1	134	36,5	< 1
6. Нормальный бутан	nC_4H_{10}	4,5	153	34,5	< 1
7. Нормальный пентан	nC_5H_{12}	1,2	197,2	33	< 1

§ 15. Разгазирование нефти на устье скважины

В предыдущих параграфах были рассмотрены особенности движения нефти при её подъеме из пласта на поверхность. Последним этапом на этом пути является устье скважины, где по существующей технологии идет разделение нефти и газа. В связи с этим процессы, происходящие на устье, в какой-то мере отражают свойства потока в верхней части лифта и являются как бы их завершением.

Проходя через узкое сечение штуцера (3 – 25 мм), поток на последнем этапе многократно увеличивает скорость, что сопровождается значительным искажением его структуры. Вслед за этим в струне за штуцером происходит резкое падение давления от буферного до давления в трале. Последнее может быть равно атмосферному, если скважина работает на газовый факел, или давлению в газовом коллекторе при сборе и транспортировке газа.

Сброс давления сопровождается резким расширением смеси и бурным разгазированием нефти. Обоим этим процессам способствует увеличенное сечение струны (4") по сравнению с лифтовыми трубами. Если рассматривать поток как единую систему, то в струне так же, как и в скважине, разгазирование и процесс расширения газа будут происходить адиабатически. Причины этого в том и другом случае различны. В скважине адиабатичность объясняется тем, что стенки лифтовых труб на всем протяжении потока имеют более низкую температуру, чем поднимающаяся нефть. Вследствие этого и расширение уже

Таблица 3

№	Номер скваж.	Дебит т/с	Т устья °С	Т трапа °С	δT °С	$P_{\text{буф}}$ атм.	ΔT атм.	δT атм.
1	№ 28	130	21	15,5	5,5	8,5	13,5	22
2	№ 4	142	23	17	6	11,3	12,7	24
3	№ 79	30	11	4	6,7	8,5	18	26,5
4	№ 885	30	10,8	2,8	8	7,5	24,5	32
5	№ 19	90	13,6	4,7	8,9	12,4	23,5	35,9
6	№ 1663	146	16,5	7,5	9	19,5	16,5	36

имеющегося газа и появление нового происходит только за счет охлаждения жидкой фазы. В зимнее время аналогичная картина наблюдается и для струны. В летнее время температура наружного оборудования скважины значительно выше, чем температура потока. Но при падении давления на штуцере процессы идут настолько быстро и бурно, что смесь не успевает получить тепло от стенок струны, и расширение газа по-прежнему идет за счет тепловой энергии нефти. В зависимости от того, в каком состоянии будет находиться газовая фаза в потоке при подходе к штуцеру, тепловые эффекты или перепад температуры на нем будут различны. При исследовании этого перепада разделить потери тепла на расширение газа и на разгазирование практически невозможно. Поэтому прежде, чем приступить к его изучению при различном состоянии газа, необходимо проследить за тем, как зависит этот перепад от величины буферного давления при одной и той же структуре потока, подходящего к штуцеру.

На рис.38 приведены кривые разности температур на штуцере для двух скважин: №79 (верхняя кривая) и №19 (нижняя кривая). Измерения производились с помощью дифференциальной термопары.

По оси ординат нанесена соответствующая данному перепаду давления разность между температурами смеси до и после штуцера. При получении экспериментальных данных для этого графика предполагалось, что при разгазировании в струне объемная газонасыщенность потока достигала своего максимального значения:

$$b_{\text{max}} = \frac{G_0}{G_0 + 1} \quad (3.7)$$

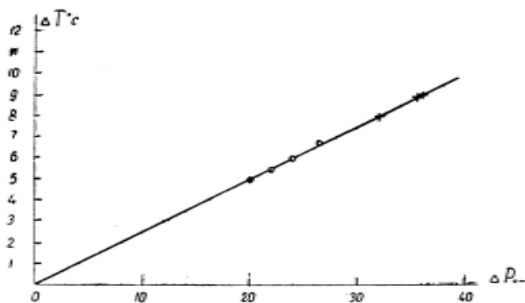
где: G_0 ($\text{м}^3/\text{м}^3$) – газовый фактор данной скважины. Остаточным пережатием газа в струне вполне можно пренебречь, определяя перепад температуры при расширении газа. Но для разгазирования оно имеет

существенное значение, так как большая часть легких углеводородов, начиная с пропана, обладает невысоким давлением насыщения (см. таблицу 2). Справедливость этого вывода подтверждается тем, что температура нефти после трапа, имеет более низкое значение, чем в струне. Эта разница невелика, всего несколько десятых градуса. Учитывая сказанное, следует отметить, что абсолютные значения перепада температур на рис.38 несколько занижены, особенно в начальном участке кривой.

Как видно из рис.38, кривая перепада температуры имеет довольно сложный вид, но в первом приближении её можно аппроксимировать тремя, отрезками прямых линий, расположенных под различными углами к оси.

Если сопоставить данные последней колонки табл.2 с графиком на рис.38, то можно заключить, что прямая линия с наименьшим наклоном, расположенная в правой части рисунка, соответствует расширению газа с небольшой добавкой на разгазирование. При снижении давления до 3,7 атм. для скважин № 79 и 3 атм. для № 19 парциальное давление для этана достигает насыщения, и он бурно начинает выделяться из нефти, увеличивая перепад температур. По величине разниц между табличным значением и значением, определенным по перепаду, можно оценить, какое количество этана выделилось в скважине до штуцера. Так, например, для скважины № 79 эта разница составляет 2,3 атм. Отсюда следует, что около 35 – 40 % от общего количества этана, входящего в попутный газ, пришло на устье в составе газовой фазы потока. Остальные 60 – 65 % выделились из нефти за штуцером. При дальнейшем снижении давления, аналогично этану, и другие легкие углеводороды достигают насыщения и начинают переходить в газовую фазу. Этому соответствует третий, наиболее крутой отрезок прямой вблизи начала координат. Количественная оценка в подобном случае затруднена незначительностью эффекта и большими погрешностями при замере.

Проведенный беглый анализ кривых рис.38 показывает, что в том случае, когда буферное давление превышает 4 атм., измеряемый перепад температуры на штуцере включает в себя и расширение газа при сбросе давления, и дополнительное разгазирование нефти. При буферных давлениях, превышающих эту величину, можно вести сравнение скважин между собой. В таблице 3 собраны различные устьевые



характеристики скважин, на которых производился замер перепада температуры на штуцере. В момент измерения все они работали на факел, и давление в трапе не превышало сотых долей избыточной атмосферы.

Если отвлечься от последних двух колонок таблицы, то ни одна комбинация из приведенных характеристик не дает четкой взаимосвязи между собой. При построении наиболее очевидной зависимости перепада температуры от величины буферного давления получается очень сильный разброс, что видно из таблицы 3. У скважин № 28 и № 79 буферное давление одинаковое, а перепады отличаются на 20%. Аналогичная картина и у скважин № 4 и № 19. При равенстве буферных давлений, отличие перепада в них составляет 30%. Чувствуется, что здесь играет роль какая-то дополнительная величина, влияющая на понижение температуры нефти при прохождении потока через штуцер. Опираясь на данные предыдущих параграфов, можно предположить, что этой неучтенной пока величиной является пережатие газа в потоке. Действительно, при переходе потока через отверстие штуцера имеет место, как уже говорилось, резкий сброс давления, в результате которого оболочки газовых пузырьков лопаются. Происходит также и значительное увеличение объема смеси за счет расширения газа. Если считать, что условия в струне близки к атмосферным, то общий перепад, под действием которого происходит расширение газа, будет равен давлению внутри газового пузырька. Для устья скважины общий перепад складывается из величины пережатия газа и буферного давления, причем здесь пережатие газа определяется по отношению к равновесному состоянию.

Для первых трех скважин таблицы 3 величина пережатия газа на устье известна достаточно точно. Благодаря этому нетрудно определить и общий перепад давления δP , величина которого значительно больше $P_{\text{буф}}$ и увеличивает температуру и структуру потока на устье. На рис.39 данные для этих скважин нанесены в виде белых кружочков. Как и следовало ожидать, все три точки легли на прямую линию, идущую из начала координат.

Интегральное значение перепада температуры на штуцере, найденное А.Ю. Намиотом [224-225] и равное 5°C для $\delta P=20$ атм., ложится на эту же прямую (черная точка на рис.39).

Такое хорошее согласие и экспериментальных и теоретических значений позволяет предположить, что график на рис.39 является универсальным для всех скважин данного месторождения. Исходя из этого, для остальных трех скважин в таблице 3 величина полного перепада давления δP была вычислена по перепаду температуры и графику на рис.39. Экспериментальные значения δT для этих скважин нанесены на график в виде крестиков, абсциссы которых дают искомую величину полного перепада давления. По этому перепаду, зная $P_{\text{буф}}$, можно определить пережатие газа без измерений объемной газонасыщенности.

Таким образом, температурные измерения на устье скважины, с одной стороны, дают еще одно весьма убедительное доказательство наличия пережатия

газа в потоке, с другой – они позволяют просто и удобно определять эту величину для различных скважин.

При достаточно больших буферных давлениях $P_{\text{буф}} \geq 5$ атм. экспериментально определенный интегральный коэффициент Джоуля-Томпсона для скважин Ромашкинского месторождения равен $0,25$ град/см²/кг.

Для многих расчетов лифта, не требующих высокого класса точности, при определении объемной газонасыщенности потока в каком-либо сечении можно использовать её равновесную величину для данного давления, определенную в бомбе PVT, с поправкой на пережатие. Ориентировочно пережатие можно определить по устьевым данным с помощью методики, описанной выше.

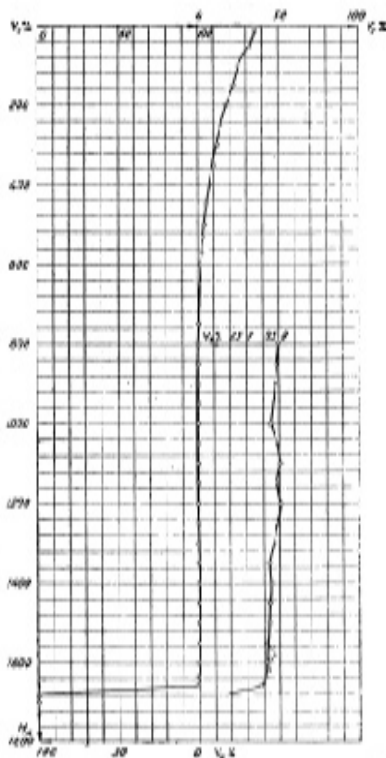
Другой интересной, но пока только чисто качественной характеристикой потока на устье скважины может служить спектр звуковых и ультразвуковых колебаний, издаваемых штуцером. Как уже говорилось, газовые пузырьки вместе с оболочками при переходе через штуцер испытывают сильный перепад давления и под действием расширяющегося газа большая часть их лопается. Если уподобить отдельный газовый пузырек полному резонатору, то при резком изменении его размеров будут возникать ударная и звуковая волны. Частоты звуковых колебаний определяются в этом случае размерами пузырьков. Чем меньше диаметр этих пузырьков, тем выше частота. Амплитуда колебаний зависит от интенсивности «взрыва», т.е. от степени пережатия газа. На основании этих предположений можно сказать, что с понижением температуры в развитом трехфазном потоке шум штуцера должен увеличиваться, а максимум колебаний при этом будет сдвигаться в область более низких частот.

По мере снижения устьевой температуры увеличивается и шум штуцера. Особенно хорошо это становится заметно, когда в потоке появляются газовые пузыри с размером большим, чем диаметр штуцера. Их проход через узкое отверстие сопровождается характерным «чирикающим» звуком. Чем больше пузырь, тем продолжительнее этот звук. Если бы скважины работали с «четочным» режимом потока, то их сразу можно было бы отличить по периодическому звучанию. В том, что никаких «четок» в большинстве скважин не существует, можно убедиться и другим способом. Для этого достаточно от потока до штуцера сделать отвлечение и по трубке выпустить смесь в приготовленную посуду или прямо в мерник. Из трубки под высоким давлением будет идти совершенно однородная смесь, присутствие газа в которой можно заметить только по более светлому оттенку в сравнении с разгазированной нефтью. Другая особенность звука, испускаемого штуцером, возникает, когда в потоке появляются пузырьки с очень большим пережатием. Шум штуцера у таких скважин приобретает металлические нотки, причем становятся слышными «взрывы» отдельных пузырьков. Особенно много таких скважин на Туймазинском месторождении, на расстоянии даже нескольких метров от которых создается впечатление, что из штуцера вылетают стеклянные шарики

и с большой скоростью ударяются о металлический лист.

Возможно, что в дальнейшем изучение звукового спектра штуцера позволит установить количественные закономерности и получить новые данные о характере трехфазного потока. На устье скважины наблюдаются также интенсивные электрокинетические явления, связанные с исчезновением некомпенсированных зарядов при проходе газовых пузырьков через диафрагму. Однако, этот вопрос требует еще дальнейшего исследования.

Выводы:



1. Образование трехфазного потока сопровождается некоторым повышением температуры системы за счет выделения скрытой теплоты кристаллизации парафина.

2. Выпадение твердой фазы из раствора приводит к образованию новой поверхности раздела между газовой и жидкой фазами.

3. Смоло-парафиновые отложения на лифтовых трубах появляются с первого момента возникновения твердой фазы в потоке.

4. В свободном состоянии твердая фаза в потоке отсутствует, весь парафин флотируется газовыми пузырьками.

5. За счет флотации парафина в трехфазном потоке:

а) увеличивается средняя величина пережатия газа;

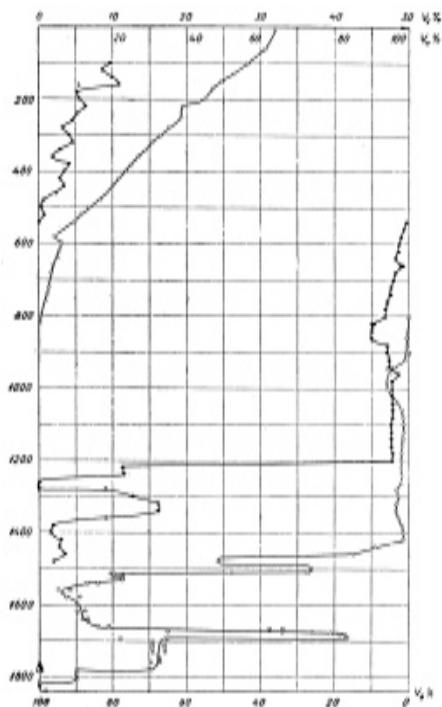
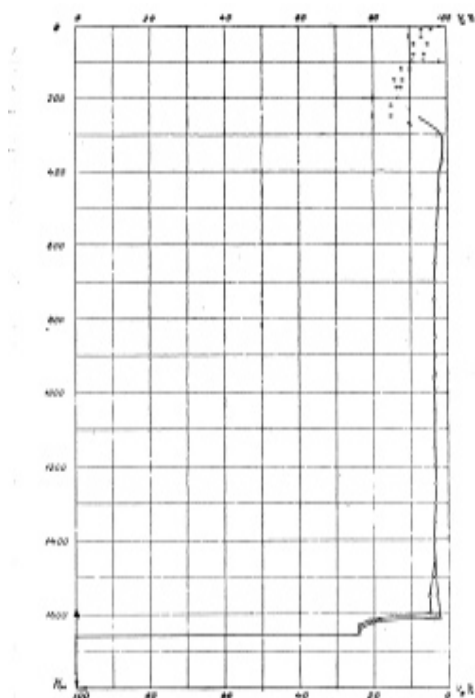
б) появляются тангенциальные силы в поверхностном слое газового пузырька;

в) происходит разрыв оболочек и слияние отдельных газовых пузырьков.

6. Слияние отдельных пузырьков в более крупные образования наблюдается по всей длине трехфазного потока. При определенных условиях образуются зоны интенсивного разрушения оболочек. Для Ромашкинского месторождения число этих

зон в скважине не превышает двух.

7. С увеличением диаметра газовых пузырьков при их слиянии появляется разница в скоростях движения газа и нефти.
8. Возникновение проскальзывания газа ведет к зарождению электро-кинетических явлений в трехфазном потоке.
9. Относительная скорость подъема газовых пузырьков ограничена в трехфазном потоке за счёт:
 - а) дополнительного веса оболочки газового пузырька, уменьшающего подъемную силу газа;
 - б) увеличения поверхности сцепления оболочки пузырька с окружающей нефтью;
 - в) значительно большей плотности газа внутри пузырька;



г) электростатического взаимодействия и возникновения потенциала проскальзывания;

д) разных размеров газовых пузырьков в потоке.

10. В малодобитных скважинах возможно периодическое движение сильно и слабо газированных участков с переходом в пульсирующий режим.

11. Скорость подъёма газового пузыря, перекрывающего все сечение подъёмника, не зависит от его размеров и не превышает 2 м/с для 2,5" труб.

12. В трехфазном потоке наблюдаются четыре типа структуры:

а) основной режим, когда в нефти взвешены отдельные газовые пузырьки различных диаметров;

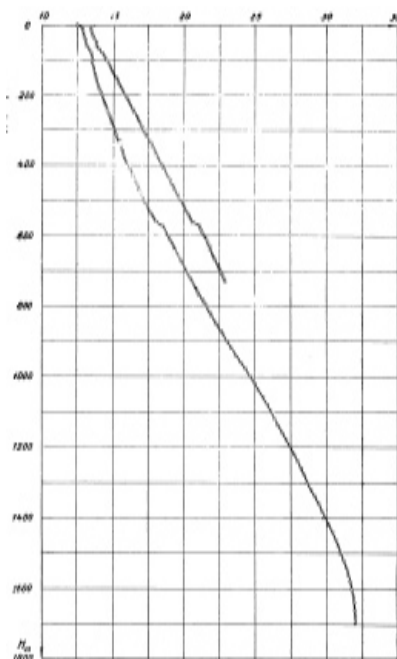
б) сотовый режим, представляющий собой плотную упаковку газовых пузырьков;

в) движение на фоне основного режима, отдельных газовых пузырей, перекрывающих все сечение лифтовых труб;

г) четочный или пробковый режим в скважинах со скоростью потока, превышающей 2 м/с, низкой температурой и большой объёмной газонасыщенностью.

13. Потери на трение при движении трехфазного потока в два-три раза выше, чем для двухфазного.

14. Перепад температуры на устье зависит от пережатия газа в потоке.



ОБВОДНЕННЫЙ ПОТОК В СКВАЖИНЕ

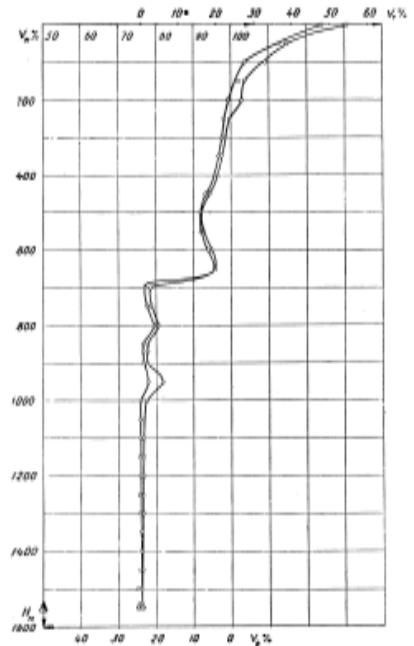
§ 16. Распределение воды и нефти по стволу скважины при различной её обводненности

В случаях безводного потока вода заполняет самую нижнюю, застойную часть ствола, ниже отверстий перфорации. В качестве примера и своего рода «эталонной» кривой приведено распределение диэлектрической проницаемости потока для скважины № 1735 (рис.40).

График разбит на две равные половины. Справа от нулевого значения отложена объемная газонасыщенность потока $\beta = V_2$, полученная пересчетом по формулам (5.12). Слева – величина процентного соотношения между водой и нефтью в потоке, вычисленная из экспериментальных данных по формуле (5.24). Так как оба эти компонента являются несмешивающимися друг с другом жидкостями и могут создавать эмульсии двух различных типов (вода в нефти или нефть в воде), то сверху и снизу на графике нанесены шкалы соответствующие обоим вариантам.

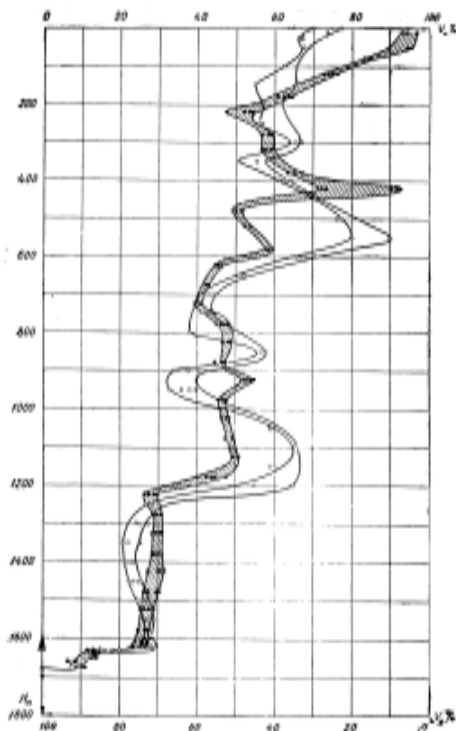
При определении величины процентного содержания в смеси нефти и воды не принималась в расчет зависимость диэлектрической проницаемости этой смеси от давления и температуры, как это делалось для объемной газонасыщенности. Вопрос этот для пластовых нефтей с большим содержанием растворенного газа требует специального исследования. Вносимая же им погрешность даже для безводной нефти невелика. При наличии же в ней небольшого процента воды структура лифта настолько усложняется и в такой сильной степени зависит от режима работы в скважине, что внесение небольших поправок на сжатие смеси и небольшие изменения температуры не имеют никакого смысла.

Так, на рис.42 приведены данные для скважины № 1920, расположенной на той же Южно-Ромашкинской площади, что и скважина № 1737 (рис.41). При дебите



$Q = 80$ т/с (белые точки) изменения в распределении нефти и воды встречаются не только в зумпфе, у воронки и в начале разгазирования, но и по всей нижней однофазной части потока. В этом случае имеет место обращение фаз эмульсии или образования «зеркала отстойной воды» не только в призабойной зоне, но и в лифтовой колонне.

Совершенно очевидно, что на глубине около 1450 м, при данной скорости течения смеси, установился уровень отстойной вода. Отдельные выбросы на нижележащей кривой показывают, что нефть поступает к этому разделу не в виде однородной эмульсии, а отдельными сгустками. При уменьшении дебита, «зеркало воды» поднимается до 1210 м (кривая с черными точками на рис.42). Интересно отметить, что смена штуцера на меньший не привела к обычному в этом случае повышению буферного давления. Дебит уменьшился вдвое, а P_6 осталось прежний. Причина этого хорошо видна из графика. Подъем зеркала воды на триста метров в значительной степени утяжелил столб жидкости в скважине и усилил противодавление на забой.



Попытка увеличить дебит и выбросить воду из лифта не дала положительных результатов. Наоборот, скважина заглохла до того, как удалось провести измерение. Продуктивность этой скважины по воде, по-видимому, превышает её продуктивность по нефти. Энергии лифта не хватит на то, чтобы образовать стойкую эмульсию и выбрасывать всю воду, поступающую в скважину.

Отстаиваясь, вода своим давлением останавливает приток и выводит скважину из строя. В скважине № 1920 на уровне «зеркала отстойной воды», термина может быть не вполне удачного, но хорошо отражающего суть дела, происходит скачкообразное обращение фаз эмульсии. Начиная от места притока, вплоть до этой границы раздела существует эмульсия (по всей очевидности, весьма неоднородная), типа «нефть в воде». Выше этого сечения наблюдается уже эмульсия типа «вода в нефти».

Обнаружить эту точку в сква-

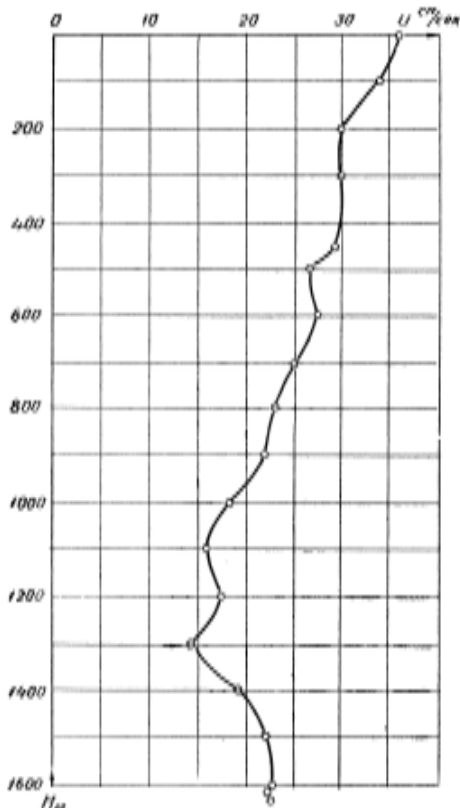
жине можно не только специальным прибором для измерения процентного содержания воды. Так, например, в скважине № 1727 при исследовании ее объемной газонасыщенности на глубине 564 м от устья прибор замкнулся и перестал работать (как уже говорилось в I части, прибор для определения объемной газонасыщенности не имеет диэлектрической защиты пластин конденсатора и не может работать в сильно обводненном потоке). Наиболее вероятной причиной могла быть только вода. Для проверки был спущен варикондовый термометр, а затем – манометр. Оба они дали точки излома на этой отметке с точностью до метра. На рис. 43 приведены показания термометра в этой скважине.

Второй термометр, спущенный для проверки показания первого дал, те же результаты. Расхождение в абсолютных значениях температуры вызвано тем, что второй запасные термометр длительное время после калибровки не работал и перед спуском не подвергался температурной тренировке. Через некоторое время после измерений скважина № 1727 заглохла, остановленная поднявшимся столбом пластовой воды.

§ 17. Структура, обводненного лифта

Точка обращения фаз в эмульсии, или высота поднятия «зеркала отстойной воды» в скважине, являются лишь частным случаем более общего и весьма интересного вопроса о структуре потока в обводненной скважине. Для анализа обводненности весь лифт, как это не трудно установить, можно условно разбить на три интервала: от искусственного забоя до воронки на лифтовых трубах, от воронки до точки перехода потока в двухфазный и от этой точки до устья скважины, включая сюда и трехфазный поток.

О нижнем интервале речь шла в предыдущем разделе работы. На среднем участке, в зоне однофазного потока, по всей вероятности, встречаются наиболее простые структуры движения водонефтяных смесей различного состава. На основании



имеющихся экспериментальных материалов по нескольким скважинам Южно-Ромашкинского месторождения можно представить пока три типа структур обводненного однофазного потока.

I. Однородная эмульсия «вода в нефти». В качестве примера потока такого типа можно привести кривую объемного содержания воды для скважины №1787 (рис.41). По-видимому, образование однородной структуры эмульсии подобного типа возможно и при значительно большем процентном содержании воды в нефти. На рис.44 приведена соответствующая кривая для скважины №1731. Вертикальный участок на ней соответствует соотношению 76 % нефти и 24% воды. До начала выделения газа на глубине 1000 м структура потока достаточно однородна и большого разброса в показаниях прибора нет. Следует оговориться, что абсолютное значение содержания воды в нефти может быть несколько иных соотношениях. В формуле (5.24) в качестве эталона использовалась нефть скважины №1735. Хотя расстояние между этими скважинами и не велико – всего около 2,5 км, но изменения в диэлектрической проницаемости пластовой нефти могут быть довольно значительными, тем более, что скважины эксплуатируют разные пропластки: «б», «в» – скважина №1735 и «а», «б», «в», «г» – скважина №1731.

II. Проскальзывание или пробулькивание больших капель нефти через столб отстоявшейся воды (эмульсия «нефть в воде»). Наиболее четко такой режим движения нефти виден на кривых для скважины № 1920 (рис.42). Измерения проведены на двух режимах, и в обоих случаях хорошо видно дискретное периодическое движение больших скоплений нефти через общую массу воды. Над зеркалом воды идет образование более стойкой эмульсии и вынос некоторой части воды совместно с нефтью. По-видимому, этот режим осуществляется на последнем этапе работы скважины перед ее самопроизвольной остановкой. Он вполне аналогичен пульсирующему режиму газонефтяного потока, который наблюдается перед тем, как скважина заглохнет из-за недостаточной для устойчивого фонтанирования величины забойного давления.

III. Промежуточный случай периодического движения водонефтяной эмульсии переменного состава. Переменная концентрация возникает из-за гравитационного разделения фаз. За счет разности в удельных весах появляется относительная скорость между нефтью и водой. Если это эмульсия «нефть в воде», то капли нефти всплывают в воде. Если образуется эмульсия «вода в нефти», то, наоборот, происходит оседание глобул воды и отставание их от основной массы потока.

В таком режиме работала скважина №1734. Кривые распределения для нее приведены на рис.45. Ввиду необычности формы кривой, были произведены два замера. Однако повторный замер, сделанный через сутки после первого, дал те же результаты. Смещение некоторых пик указывает лишь на динамику явления.

Уровень отстойной воды или эмульсии типа «нефть в воде» приподнят над воронкой и расположен на глубине около 1240 м. Выше этой отметки происходит обращение фаз эмульсии и образование структур другого типа. При своем движении вверх, за счет оседания некоторой части воды, более слабо связанной с потоком, происходит образование зон с различной концентрацией компонент в смеси и их периодическое движение. Участки потока, обогащенные водой, следуют за участками с увеличенной концентрацией нефти.

Как следствие этого механизма, должна наблюдаться различная средняя скорость потока на участке обводненного однофазного течения жидкости. На рис. 46 изображено распределение скорости потока по стволу скважины № 1734, измеренное в то же самое время, что и кривые на рис. 45. Из графика хорошо видно, что на участке от воронки до точки обращения фаз эмульсии, т.е. до 1200 м, скорость падает. Оседание воды, захваченной потоком в избыточном количестве при входе в узкие лифтовые трубы, приводит к уменьшению эффективной скорости вращения крыльчатки глубинного дебитомера. Скорость оседания увеличивается тем больше, чем выше смесь поднимается по лифту.

На глубине 1200 метров, как уже отмечалось, происходит обращение фаз и создается более устойчивая смесь, способная значительно лучше удерживать в себе воду. При этом скорость начинает расти, так как все меньший и меньший объем воды движется с пониженной скоростью по отношению к остальной массе жидкости. Выделение газа в этой скважине при $P_0 = 17$ атм. начинается на глубине около 700 м. Выделение газа в обводненном потоке в значительной степени усложняет структуру потока. Показания приборов становятся функциями нескольких переменных. Диэлектрическая проницаемость потока, например, реагирует и на наличие воды в нефти с $\epsilon = 80$ и газа с $\epsilon = 1$. Не лучшее обстоит дело и с измерением скорости потока. У газовой фазы имеется какая-то дополнительная скорость относительно нефти, аналогичное явление наблюдается и для воды, причем эти скорости проскальзывания и оседания направлены в противоположные стороны. Естественно, что крыльчатки, как и измеритель фазовых соотношений, фиксирует какие-то средние значения, по которым трудно сделать вполне определенные выводы.

К изучению обводненного двух и трехфазного потока надо подходить так же, как это делалось при изучении особенностей и свойств трехфазного потока, т.е. путем сравнения свойств необводненного и обводненного лифтов. На настоящем этапе, когда приведено первое, скорее качественное, чем количественное изучение структуры обводненного лифта, имеющегося экспериментального материала недостаточно для определенных заключений. Можно сделать лишь отдельные замечания.

В зависимости от степени обводненности, буферного давления и структуры потока, кривая объемного содержания газа может вести себя по-разному. Встречаются случаи, когда она почти ничем по виду не отличается от кривой в

безводной скважине (сравните рис. 40 и 44). Однако довольно часто диэлектрическая проницаемость смеси в целом может не превышать значения для чистой безводной нефти скважины № 1735. В этом случае кривая не выйдет за уровень 100% содержания нефти. Подобный тип кривой встречается у скважины № 1737 (рис. 41) и у скважины № 1734 (рис. 45). В промежуточном положении оказываются кривые для скважины № 1920 на рис. 42. В связи с многообразием форм не выработано и единого метода их графического изображения. В некоторых случаях шкала для газа переносится по оси ординат к началу координат (рис. 42) Иногда начало ее совмещается с началом выделения газа (рис. 44), а иногда она служит естественным продолжением кривой обводненности (рис. 41 и 45).

Значительные аномалии в поведении диэлектрической проницаемости смеси наблюдаются в интервале, расположенном над зоной начала разгазирования нефти. Наиболее характерные в этом отношении кривые на рис. 41 и 42. Казалось бы, что выделение газа должно привести к уменьшению диэлектрической постоянной смеси, так как часть объема заполняется газовой фазой с $\epsilon \approx 1$. На практике же наблюдается вначале обратная картина. Кстати говоря, подобное же явление отмечалось и при образовании трехфазного потока. Там оно связывалось, с одной стороны, с появлением твердой фазы в потоке, изменением структуры оболочек газовых пузырьков и увеличением в них внутреннего давления, с другой – с начавшейся коалесценции пузырьков и появлением скорости проскальзывания. В какой-то мере эти представления справедливы и для обводненного лифта. Вместе с появлением в потоке более легких газовых пузырьков происходит как бы уменьшение общей вязкости эмульсии и часть воды снова вынуждена оседать, не имея возможности удержаться в потоке. На границе зоны выделения газа еще раз создаются условия в какой-то мере аналогичные тем, что наблюдаются на границе с зоной отстойной воды.

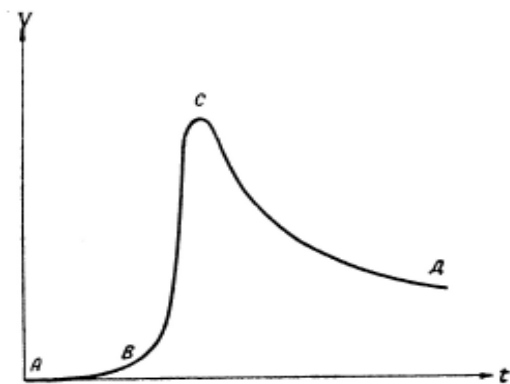
Приведенные материалы по нескольким скважинам дают возможность предположить, что ни на забое, ни в лифте не создается условий для образования прочной газо-вода-нефтяной эмульсии. Там имеются лишь своего рода предпосылки для этого. Та же стойкая эмульсия, которая наблюдается в мерниках у обводненных скважин, образуется скорее всего при проходе потока через штуцер на устье и в трапе во время окончательного разделения нефти и газа. При анализе кривых обводненности потока по стволу скважины не следует забывать, что это не стационарное распределение, а почти мгновенная фиксация состава и структуры, которая производится прибором при его спуске. В первой части описывался и другой возможный метод наблюдения, когда прибор остается на одном месте и снимается его показания в зависимости от времени. В частности таким путем удастся определить, например, амплитуду и период движения нефти и газа (скважина № 600) и нефти и воды (скважина № 1734).

Имеющая место некоторая аналогия между движением нефти и газа и воды и нефти может быть продолжена. В частности, при оседании глобул воды в нефти должны наблюдаться электрокинетические явления и появление нескомпенсированных электрических зарядов на отдельных каплях воды. Вызванная этим электрическая активность среды должна наблюдаться в местах наибольшей скорости оседания – у нижнего обреза лифтовых труб и в зоне начала разгазирования нефти. Естественно, что поведение заряженных глобул воды и газовых пузырьков отличается друг от друга. Однако если основную роль в образовании оболочек в том и другом случае играют различные поверхностно-активные вещества, растворенные в нефти, то в электрическом отношении эти частицы будут во многом сходны. Этот вопрос, как и многие другие явления, происходящие в лифте, как затронутые, так и не затронутые в настоящей работе требуют еще своего детального изучения.

Подводя итоги настоящей главы можно сделать два практических вывода:

1. Гравитационное оседание воды в нефтяном потоке и вызванное этим периодическое движение водонефтяной эмульсии переменного состава, делает одиночную пробу нефти, взятую на устье скважин для определений ее обводненности, случайной величиной. Экспериментально это подмечено и у нас [49] и за рубежом [226].

2. Благодаря тому, что в обводненной скважине часть ствола заполнена отстойной водой, противодавление, оказываемое столбом жидкости на пласт, оказывается значительно большим, чем то, которое подсчитывают, исходя из процентного содержания воды в добываемой нефти.



ОТЛОЖЕНИЯ ПАРАФИНА

§ 18. Механизм выпадения твердой фазы из нефти и образование смоло-парафиновых отложений

Образование твердых отложений на стенках труб в скважинах и трубопроводах, осложняющих добычу парафинистой нефти, является результатом тех сложных физических процессов, которые происходят в нефти на ее пути от продуктивного пласта до нефтеперегонного завода. Основу этих отложений составляют углеводороды парафинового ряда с числом углеродных атомов больше семнадцати. В том составе, в котором они входят в парафин девонских нефтей восточных районов, их температура плавления лежит примерно в интервале $50-80^{\circ}\text{C}$ [68, 229-230]. Из этого следует, что в пластовых условиях с $30 \leq T_{\text{пл}} \leq 50$ парафины представляют собой твердые кристаллические вещества, растворенные в нефти.

Как уже говорилось в §3 и §7, при подъеме нефти из пласта на поверхность, кроме падения давления происходит и снижение температуры потока, в результате чего, при определенных условиях, нефть, как раствор, может достигнуть температуры насыщения и в ней начнется выпадение твердой фазы. В настоящее время стало общепринятым, что основной причиной охлаждения нефти при ее подъеме по трубам в скважине является теплоотдача потока в окружающие скважину породы [1,2, 230, 231].

В двухфазном потоке второго рода, когда газ еще полностью растворен в нефти и его выделение в свободную фазу еще не началось, т.е. при $P > P_{\text{н}}$, выпадение твердой фазы из нефти при достижении $T = T_{\text{н}}$, представляет собой обычное выкристаллизовывание парафина из раствора. Ввиду того, что для парафинов с различным молекулярным весом насыщение наступает при различных значениях внешних параметров, то начало выпадения твердой фазы представляет собой не точку, а целую полосу значений. На практике за начало выкристаллизовывания берут высокотемпературный край этой полосы.

Так как наиболее низкотемпературной точкой в любом сечении скважины являются стенки лифтовых труб, и кроме того на них наиболее вероятно наличие центров кристаллизации, то выпадение твердой фазы начинается именно на станках труб и сопровождается образованием отложений. Решающую роль по удержанию кристалликов парафина на стенках труб и в образовании структуры отложений, играют поверхностно-активные высокомолекулярные компоненты нефти, в частности смолы и асфальтены.

Интенсивность образования отложений для двухфазного потока второго

рода пропорциональна периметру поперечного сечения подъемника, разности в температурах насыщения и данного сечения, а также количеству проникшей нефти и процентному содержанию в ней твердых углеводородов. При равном диаметре труб и одной и той же нефти для малodeбитных скважин большую роль играет разность температур, а для высокодебитных – количество протекшей нефти.

При появлении в нефти первых газовых пузырьков и образовании трехфазного потока условия выпадения парафина из раствора резко изменяются, меняется и механизм образования и роста отложений. Решающую роль в образовании отложений начинают играть процессы, происходящие на вновь зародившейся поверхности раздела фаз. Для того, чтобы уяснить это, нужно несколько подробнее рассмотреть момент возникновения газового пузырька в нефти.

Согласно теории [209], при отсутствии готовых зародышей, необходимых для самопроизвольного образования частичек новой фазы, требуется та или иная степень перенасыщения. После возникновения зародышей и по мере роста их числа, насыщение становится избыточным, процесс роста этим ускоряется, и система быстро достигает равновесия. К тому же, если рассматриваемый процесс обладает некоторым тепловым эффектом, то последний, в соответствии с принципом смещения равновесия [209], всегда действует в направлении уменьшения степени пересыщения, тем самым еще больше ускоряя начальный процесс. Самопроизвольное образование зародышей связано с явлением флуктуаций, так как время от времени в системе могут возникать такие сочетания молекул, размеры которых и устойчивость достаточны, чтобы служить центрами выделения новой фазы в данных условиях. На рис.47 изображена типичная кривая зависимости скорости возникновения новой фазы от времени для процессов, в которых отсутствие готовых зародышей вызывает некоторое пересыщение. Участок АВ кривой на рис.47 для интересующего нас случая выделения газа из нефти отвечает постоянному повышению степени перенасыщения путем снижения давления. Появление центров зарождения вызывает бурное увеличение скорости выделения газа (участок ВС), после чего скорость постепенно снижается по мере уменьшения имевшегося перенасыщения.

Из вышеприведенного следует, что газовый пузырек в нефти появляется скачком, почти мгновенно достигая своих конечных размеров. Так как выделение газа и его расширение идет с поглощением тепла, то в зоне, окружающей пузырек, происходит локальное понижение температуры. В той же зоне одновременно меняется и состав нефти, т.к. кроме реальных газов, азота и метана, из неё выделяется, гамма легких углеводородов, перешедших из жидкой в газовую фазу. Эти два одновременно сработавших фактора обуславливают быстрое и интенсивное выпадение кристаллов парафина в рассматриваемой зоне, если достигнутое охлаждение способно довести нефть в ней до температуры насыщения. Выделившаяся теплота кристаллизации парафина способствует ускорению происходящего



процесса, т.к. выравнивает нарушенное равновесие.

Таким образом, в зоне трехфазного потока в течение очень короткого промежутка времени появляется пузырек газа и почти одновременно с ним образуется оболочка из кристалликов парафина. Высокомолекулярные компоненты, присутствующие в зоне образования как активные эмульгаторы, способствуют скреплению этих отдельных кристалликов и созданию устойчивой структуры. Вместе с падением давления в потоке, по мере его продвижения вверх, происходит некоторое уплотнение оболочки за счет расширения газа и её дополнительное охлаждение, приводящее к росту толщины.

Возможно, что именно этот механизм локального охлаждения нефти у поверхности газовых пузырьков, в то время как общая масса нефти еще не достигла насыщения, ответствен за те расхождения в определении T_n , которые наблюдаются при её определении непосредственно в скважине и в лабораторных условиях [199, 200, 230, 233]. Так как наиболее холодной частью потока в данном сечении скважины всегда является внутренняя поверхность лифтовых труб, то парафин, как правило, впервые появляется на пузырьках, родившихся именно на стенке скважин. В этой

точке имеет место суммарный эффект охлаждения и от теплопередачи в грунт и от расширения газа. Выпавшие кристаллики парафина, вместе с уже имеющимися на поверхности смолами и асфальтенами, образуют основу отложений на внутренней поверхности лифтовых труб.

Механизм возникновения этих отложений в начальной стадии развития трехфазного потока в скважине аналогичен образованию накипи в паровых котлах и других устройствах, в которых происходит кипение воды, содержащей растворенные минеральные соли. Только в котлах переход жидкости в газовую фазу идет под действием интенсивного нагрева раствора, в то время как в скважине выделение газа обусловлено падением внешнего давления. Но в обоих случаях при отрыве пузырька часть твердых частиц, имевшихся на границе раздела фаз, остается на стенках резервуара. К сожалению, физический процесс накипеобразования в котлах так же слабо изучен, и в настоящее время нет единого мнения о его механизме [232].

В начальной стадии развития трехфазного потока из нефти выпадают наиболее тугоплавкие и труднорастворимые парафины. Концентрация выпавшей твердой фазы невелика, и парафин лишь частично вытесняет смолы и асфальтены из оболочек газовых пузырьков. Как уже говорилось, практически маловероятно, чтобы в потоке рождались кристаллики парафина непосредственно в нефти, а не на оболочках пузырьков. Газ при расширении всегда будет первым доводить нефть до насыщения. Ближе к стенкам процесс охлаждения будет происходить более интенсивно, достигая максимума на границе потока.

С ростом газонасыщенности и со снижением температуры газонефтяной эмульсии, растет количество пузырьков на стенках, и все меньшее их число будет смываться восходящим потоком. Сцепляясь между собой, они постепенно образуют многослойную сотовую структуру. Преобладание смолистых веществ делает эти газосмолопарафиновые отложения очень вязкой и клейкой массой, придавая ей темный, почти черный цвет. Большое процентное содержание газа приводит к рыхлости отложений и очень малой плотности. Парафин обуславливает прочность массы и ее сопротивляемость смывающему действию потока.

Из промысловой практики хорошо известно, что наиболее глуболежащие парафиновые отложения или отложения из высокодебитных скважин имеют темный цвет и при обжиге уменьшают свой объем в несколько раз. Снижение процентного содержания парафина, с глубиной отбора пробы, отмечено и лабораторными исследованиями [229].

Если так называемые «мягкие отложения» заморозить жидким воздухом и произвести микросрез, то под микроскопом будет видна сотовая структура отложений, по размерам пор которой можно точно определить величину газовых пузырьков. С точки зрения обратного влияния выпавшей твердой фазы на поток, можно сказать, что ярко выраженная микропористая структура отложений с большим количеством газа образует на лифтовых трубах теплоизолирующий

слой и уменьшает теплоотдачу в грунт. Эта теплоизоляция и скрытая теплота кристаллизации, отдаваемая парафином при выпадении из раствора, и являются причиной нижнего излома на температурной кривой (рис.3), который характеризует переход потока из двухфазного в трехфазное состояние.

Дальнейший рост концентрации парафина в нефти приводит к тому, что цвет отложений из черного переходит в темно-коричневый, т.к. все большее количество «черных эмульгаторов» на оболочках пузырьков замещается светлыми кристалликами парафина. Несколько растет при этом и общая плотность массы, но качественный скачок в структуре и составе отложений происходит там, где в потоке образуется зона разрушения оболочек газовых пузырьков. На этом участке отложения становятся твердыми, так как в их состав, кроме обычной массы зарождающихся пузырьков, входят остатки от лопнувших оболочек более крупных пузырей из потока. Высокая степень турбулентности и ударные нагрузки, которые развиваются в зоне разрушения, как бы трамбуют рыхлую массу на поверхности лифтовых труб. Под частыми ударами наиболее крупных газовых пузырьков с жесткими и прочными оболочками из отложений на стенках вытесняется газ и смолистые вещества. Часть пузырьков-трамбовщиков, наиболее глубоко вошедших в смоло-парафиновую массу на стенках, остается в ней. На рис.48 приведена фотография участка отложений со скважины № 79 с глубины около 200 м. На ней хорошо видны следы от ударов пузырьков размеров в 4-6 мм. Общая масса еще достаточно рыхлая и вязкая.

По тому, как продавлена оболочка одного из прилипших пузырьков, видно, что толщина его стенка была небольшой. Рядом с ним находятся уже полностью замурованные остатки оболочек.

Чем выше по колонне и ближе к максимуму зоны разрушения, тем плотнее становятся отложения и больше их толщина. На фото (рис.49) приведена наиболее характерная картина отложений этого участка, напоминающая собой кетовую икру не только по виду, но и по размерам зерен.

На участке, лежащем выше зоны разрушения, преобладают остатки от лопнувших оболочек, прибитые к стенкам восходящим потоком (рис.50). Твердые отложения имеют светло-коричневый цвет и при большой плотности приобретают хрупкость на излом. На последних двух фотографиях видны трещины, которые возникли при попытке выпрямить полукруглые образцы отложений.

При обжати такой смоло-парафиновая масса почти не изменяет своего объема, указывая на отсутствие пористости. Повышению интенсивности отложений в зоне разрушения и выше нее в значительной степени способствуют большие газовые пузыри. Перекрывая все сечение скважины и двигаясь значительно быстрее, чем остальной поток, такой пузырь пропускает нефтегазовую смесь через узкий зазор между своей боковой поверхностью и стенками лифтовой трубы. Наиболее слабые или перенапряженные пузырьки при этом лопаются. Освободившийся газ идет на увеличение объема большого пузыря,

а оболочки увеличивают толщину отложений. Вместе с их остатками в общую массу, покрывающую поверхность лифтовых труб, вдавливаются и часть целых пузырьков. Происходит своего рода обжатие и увеличение плотности отложений.

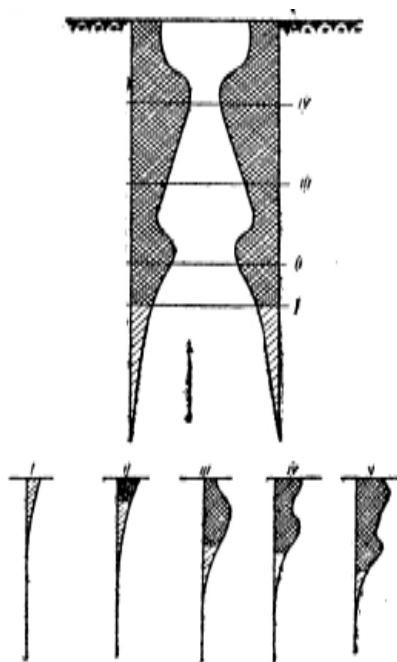
В зоне твердых отложений состав парафинов и его процентное содержание не имеют четко выраженных характеристик. Эти отложения занесены из более глубоко лежащих сечений скважины, и трудно сказать, где и когда лопнул тот или иной пузырек, т.к. это процесс чисто флюктуационный. Поэтому изучение температуры плавления и точки каплепадения имеет смысл только у мягких отложений, где можно проследить закономерность постепенного вытеснения парафином смол и асфальтенов с оболочек газовых пузырьков. Исследование характера и структуры отложений в скважине лишний раз подтверждают те гипотезы, которые были выдвинуты для объяснения экспериментальных закономерностей трехфазного потока.

Извлекая из общей массы отдельные шарики, можно оценить не только внешний размер пузырька, но и толщину оболочки и диаметр газовой части. Для зоны разрушения скважины № 79 из среднего размера пузырьков в 4-6 мм на долю внутренней полости приходится только 1-4 мм, остальные составляют толщину оболочки. Вполне понятно, что эта массивная оболочка может выдерживать громадные давления пережатия.

Примерно такая же картина наблюдается и на скважине № 332 с дебитом 22 т/с, буферным давлением и температурой соответственно 7,8 атм. и 10,8°С. Только в отличие от скважины № 79 зона разрушения, а следовательно, и начало твердых отложений расположены не на глубине 230 м, а на 650-700 м. Размер замурованных пузырьков несколько больший (5-7 мм).

§ 19. Время запарафинивания и форма отложений в скважине

Время полного запарафинивания скважин для месторождений восточных районов страны, эксплуатирующих девонские



горизонты, оценивается обычно, по экспериментальным данным И.И.Кравченко, относящийся к Туймазинскому месторождению [229]. Считается, что для скважины со средним дебитом уменьшение производительности начинается на вторые-третьи сутки после прекращения периодической очистки колонны лифтовых труб. В среднем через неделю фонтанирование прекращается полностью.

Учитывая, что Туймазинское месторождение обладает рядом специфических особенностей, основной из которых следует считать низкую температуру пласта (25-28⁰С) и несколько иной характер выпадения парафина из нефти [198], необходимо было получить соответствующие данные непосредственно для ромашкинской площади. С этой целью на запарафинивание были поставлены две наиболее малodeбитные и низкотемпературные скважины № 79 и № 332. Первая представляла особый интерес, т.к. у нее были изучены все параметры и имелась полная характеристика потока. Обе скважины работали в установившемся режиме. Через определенные интервалы велись наблюдения за дебитом, буферным давлением и устьевой температурой. В течение 8 суток никаких существенных изменений в измеряемых параметрах не произошло. По истечении этого срока скважины были остановлены подщелоченной водой с очень медленной циркуляцией. Последняя предосторожность была необходима, чтобы не повредить мягкие отложения при промывке колонны от нефти.

Глубина начала отложений и их форма оказались различными для обеих скважин. Но максимальная интенсивность примерно совпала (3-3,5 мм). Естественно, что такое незначительное сужение диаметра лифтовых труб не могло существенно сказаться на устьевых параметрах и дебите скважины. Разделив максимальную толщину смоло-парафинового слоя на время запарафинивания, можно оценить скорость роста отложений в 0,4 мм в сутки. Отсюда время полного запарафинивания скважин равно примерно двум месяцам. Однако если учесть, что с уменьшением проходного сечения в трубах рост отложений усилится, а производительность скважины начнет падать задолго до полного запарафинивания то можно предположить, что время ее возможной работы без снижения дебита будет длиться 20-25 суток.

Это время запарафинивания остается примерно тем же и для более высокодебитных скважин. Высокая температура нефти в них компенсируется значительно большим количеством нефти, протекающим через данное сечение в единицу времени.

Ситуация на Ромашкинском и Туймазинском месторождениях в какой-то мере подтверждается лабораторными исследованиями характера выкристаллизовывания парафина из нефти. В работе А.А.Болышева установлено, что образование кристаллов парафина в туймазинской нефти начинается при 16-17⁰С и идет очень интенсивно, в то время, как из нефти Бавлинского месторождения выпадение парафина, хотя и начинается при 23-25⁰С, но идет очень медленно. Очевидно,

что на один градус снижения температуры из нефтей разных месторождений выпадает различное количество твердых частиц. По температурным условиям пласта нефть Бавлинского месторождения ближе к ромашкинской, чем туймазинская. Очевидно, что и из ромашкинской нефти выпадение парафина идет вяло, что и объясняет малую скорость запарафинивания труб, если оно происходит в установившемся режиме. Немалую роль в уменьшении запарафинивания играет и относительно высокая пластовая температура Ромашкинского месторождения, находящегося в начальной стадии разработки при упругом режиме.

Анализ имеющихся в литературе [229,234] данных о форме отложений в фонтанных подъемниках, а также учет распределения смоло-парафиновых отложений в скважинах № 79 и № 332 позволяют нарисовать общую картину возможных форм отложений. При этом учтены особенности трехфазного потока.

Определяя наиболее общую форму отложения, следует иметь в виду, что максимальная интенсивность смоло-парафиновых образований наблюдается в зоне разрушения оболочек газовых пузырьков. Число этих зон в реальных скважинах, как правило, не превышает двух. Большее количество маловероятно даже для самых низкотемпературных скважин с небольшим значением буферного давления.

На рис.51 представлена наиболее вероятная форма отложений в фонтанных скважинах, ее частные случаи при различных температурах. Два максимума отложений соответствуют двум возможным зонам разрушения. Одинарной штриховкой отмечена область мягких отложений, двойной – твердых отложений. Стрелкой указано направление потока.

При понижении температуры и соответственном увеличении области трехфазного потока приведенная форма отложений, как бы двигается в глубь скважины. Первый частный случай соответствует тому состоянию, когда выпадение парафина только начинается, и на стенках имеется лишь незначительное количество мягкой пористой массы. Для Ромашкинского месторождения такую форму имеют отложения у скважин с температурой на устье около 22-23°C (скв. № 4 и др.). При несколько меньшей скорости потока либо при более низкой забойной температуре отложения будут иметь форму, близкую к частному случаю II, когда на устье начинает образовываться зона разрушения и появляется участок твердых отложений (скважина №10, № 12 и др; $T_{\text{буф}} = 16-19^{\circ}\text{C}$).

Наиболее распространенной является форма III с одной зоной разрушения. Эта зона может быть у самого устья (скважина № 1104) на расстоянии сотни метров от него (скважина № 79) или на глубине 400-600 м (скважина № 332) при $T_{\text{буф}} = 11-15^{\circ}\text{C}$. Правда, у последней форму отложений можно считать переходной от III к случаю IV. Отложений IV типа имеют скважина № 600, № 885 «Туймазанефть» и др. ($T_{\text{буф}} = 9-10^{\circ}\text{C}$). При еще более низкой температуре, например, у наклонных скважин № 723, 724, возможно возникновение форм более сложной конфигурации. Первый максимум отложений спускается у них на глубину 700-800 метров.

Значительную роль при определении формы отложений играет и буферное давление. Особенно это заметно, если оно упало до 5 атм. и ниже. Массовое выделение этана в скважине приводит к образованию вблизи устья мощной зоны отложений с быстрым перекрытием всего сечения. Так, скважина № 19, у которой летом 1957 года давление было спущено ниже этого предела, запарафинилась за 6 дней с максимумом отложений возле устья. В то время, как при работе в установившемся режиме и нормальном буферном давлении 11-12 атм. она смогла бы работать без очистки в пределах месяца.

Последующие работы других авторов [200, 230 и др.] подтвердили выдвинутые положения.

§ 20. Отложения в наземных коммуникациях

В наземных условиях на Ромашкинской месторождении встречается, в основном, два вида движения нефти:

1. Движение совместно с газом при групповой системе обора;
2. Движение разгазированной нефти.

Наибольший интерес представляет первый случай, т.к. горизонтальный лифт входит как составная часть в более прогрессивную закрытую систему наземных коммуникаций и процессы, происходящие в нем, еще мало изучены. При групповой системе сбора иштуцер, ограничивающий дебит и трап, переносятся от устья скважины на некоторое расстояние. В результате этого в системе скважины появляется горизонтальный участок лифтовых труб, по которому движется развитый трехфазный поток.

Основной особенностью такого течения смеси является постоянство параметров системы, т.е. $P = \text{Const}$, $T = \text{Const}$, $U = \text{Const}$, $\beta = \text{Const}$.

Кроме того, изменено взаимное расположение векторов скорости потока и скорости проскальзывания газовой фазы относительно нефти. Если в вертикальном стволе скважины они совпадали по направлению и отличались только по величине, то на горизонтальном участке они становятся взаимно перпендикулярными. Это приводит к гравитационному разделению фаз и изменению структуры трехфазного потока.

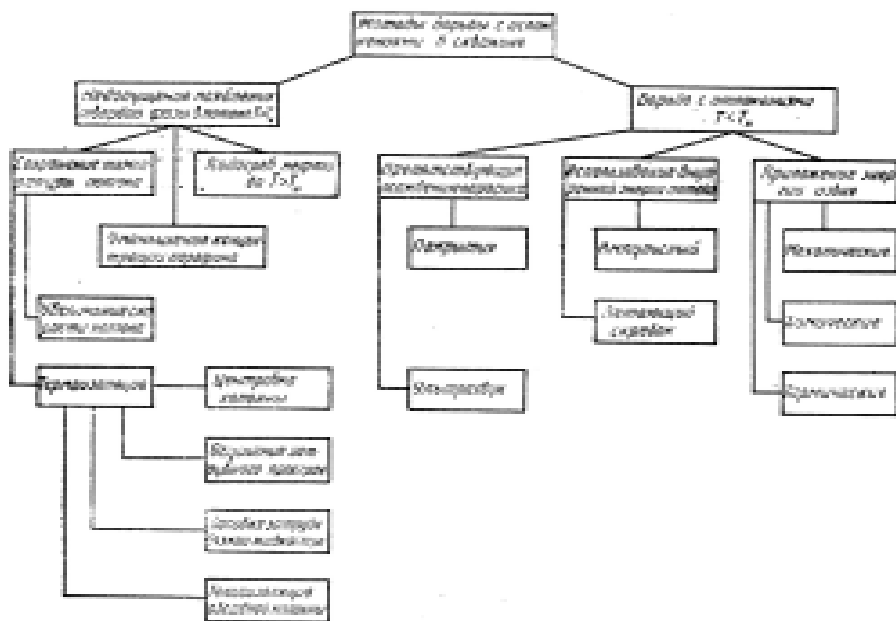
Экспериментально горизонтальный трехфазный поток и вызываемые им отложения в трубах изучались на скважине № 1713 и № 1714 Южно-Ромашкинской площади. Опыты показали, что в горизонтальных трубах происходит частичная сепарация газа и образование газовой шапки в верхней части сечения. Изменившаяся структура потока переводит скважину на короткопериодный пульсирующий режим, причем пульсации распространяются не только на горизонтальный, но и

на вертикальный участок потока в скважине. Как следствие этого, число газовых пузырьков, сбрасывающих свою оболочку в потоке до штуцера, значительно возрастает, что интенсифицирует процесс запарафинирования труб на всем пути движения трехфазного потока. Промысловые наблюдения за интенсивностью и характером отложений в таких линиях подтверждают это [235].

При движении разгазированной нефти на поверхности, на интенсивность отложений влияет, в основном, разность температур между протекающей нефтью и стенками трубопровода. Летом, когда температура воздуха и верхнего слоя грунта достаточно велика, эта разность, как правило, положительна и роста отложений не наблюдается. Исключения представляют лишь застойные зоны, где может происходить оседание парафинового шлама, переносимого потоком.

С похолоданием знак температурной разницы может измениться на обратный и в трубопроводах начнется обычный процесс выкристаллизовывания парафина из насыщенного раствора. Большие дру́гих подвержены запарафинивания наземные коммуникации высокодебитных скважин, у которых нефть и после штуцера сохраняет достаточно высокую температуру, и большое количество парафина еще удерживается в растворе. В отдельных случаях, когда температура нефти, поступающей в трубопровод от скважины, выше, чем температура окружающего его грунта, возможно запарафинивание трубопровода и летом.

На интенсификацию процесса роста отложений в трубопроводах может оказать влияние и выделение остаточного газа по той же схеме, что была описана для трехфазного потока в скважине. Особо следует отметить участок выкидных манифольдов, расположенный непосредственно за штуцером. За счет большого перепада давления, резкого разгазирования и массового сброса оболочек газовых пузырьков интенсивность роста отложений на этом участке повышена.



Глава VI

МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ДОБЫЧЕ
ПАФИНИСТОЙ НЕФТИ

§ 21. Классификация методов

При искусственном воздействии на нефтяное месторождение, движение жидкости в системе «скважина-пласт-скважина» происходит за счет давления, развиваемого насосами кустовых станций, качающих воду, плюс тот дополнительный перепад, который возникает из-за разности в весе столбов жидкости в нагнетательной и эксплуатационной скважинах. Упругие свойства пласта используются как резервный аккумулятор энергии. Часть этого суммарного напора тратится на преодоление сил трения. Поэтому всемерное уменьшение этих потерь в значительной степени будет способствовать не только удешевлению эксплуатации, но и увеличению нефтеотдачи пластов. О роли обобщенных сил трения и некоторых путях их уменьшения в системе «скважина-пласт» говорилось в первой части работы о том, что в существующей технологии

имеются значительные резервы для уменьшения этих сил, говорит также целый ряд работ [236-238].

На последнем этапе при подъеме нефти из пласта на поверхность некоторый выигрыш в градиенте давления достигается за счет значительного уменьшения удельного веса столба жидкости в эксплуатационной скважине. Происходит это из-за выделения из нефти в стволе скважины растворенного в ней газа и его расширения.

Процесс этот был подробно изучен в предыдущих главах настоящей работы. На основании полученного материала и выдвинутых рабочих гипотез не трудно установить, что движение нефти на этом этапе

осложняется целым рядом факторов, связанных, в основном, со свойствами трехфазного потока. К ним, в первую очередь, следует отнести:

1. Дополнительное пережатие газа в газовых пузырьках при выпадении парафина из нефти и вызванное этим значительное утяжеление столба жидкости в скважине.
2. Коалесценцию газовых пузырьков из-за хрупкости парафиновой оболочки, появление относительной скорости проскальзывания и, как следствие, опять-таки увеличение удельного веса смеси.
3. Появление отложений высокомолекулярных компонент нефти на стенках лифтовых труб.
4. Увеличение коэффициента гидравлического сопротивления потоку при наличии твердого парафина в составе оболочек газовых пузырьков.
5. Наконец, преждевременное обводнение скважин, появление отстойной воды и увеличение противодействия на забой.

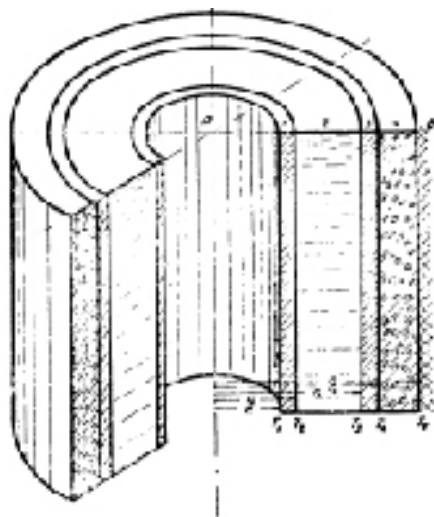
Последний пункт по своему характеру относится скорее к нефтяному пласту, чем к экспл

были разобран $T_y \approx T_n - L(P_n - P_{зд}) - f \left[\frac{\theta \cdot \xi \cdot H}{Q \cdot p \cdot c \cdot \sum_{i=1}^4 \frac{1}{\lambda_i} \cdot h \cdot \frac{r_{i+1}}{r_i}} \right]$ борьбы с обводнением

Во всей со [229, 230, 231] ом при добыче нефти

отложениями. Действительно, возникающие отложения требуют система- пункта, т.е. борьбе с

тупеского удаления для обеспечения бесперебойной работы скважины. Однако

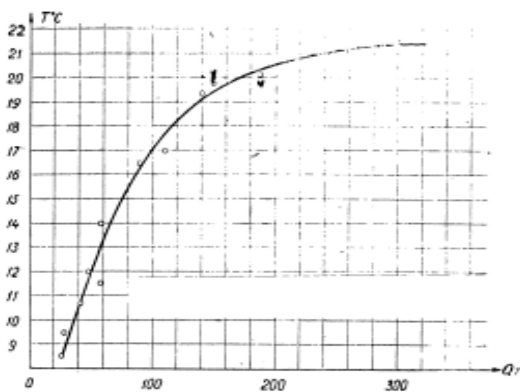


независимо от применяемых методов борьбы, они не влияют на технологию нефтедобычи и нефтеотдачу пластов как остальные виды осложнений. О влиянии градиента давления на нефтеотдачу достаточно подробно говорилось во второй части.

Эта вторая сторона деятельности выпавшего из нефти парафина обычно не учитывается в расчетах и против нее не принимается никаких мер, в результате чего она наносит больше вреда, чем отложения. Из-за наличия выпавших в нефти твердых углеводородов, сотни скважин раньше времени прекращают фонтанирование, многие переходят на периодический и пульсирующий режимы и все, без исключения, имеют низкий коэффициент полезного использования пластовой энергии.

Основной путь борьбы с осложнениями при добыче парафинистой нефти заключается в установлении наиболее рационального режима работы каждой скважины. Универсальным рецептом в этом отношении является ликвидация трехфазного потока в скважине, т.е. поддержание температуры до устья выше температуры насыщения T_n . Распространение режима двухфазного потока первого рода на всю длину подъемника обеспечивает наиболее выгодные условия работы без осложнений, вследствие того, что:

1. Потери на трение в этом потоке минимальны;
2. Практически отсутствует проскальзывание выделившегося попутного газа;
3. Среднее пережатие газа в потоке имеет наименьшее значение, по сравнению с другими режимами;
4. Вязкость нефти минимальна;
5. В скважине отсутствуют отложения, мешающие работе;
6. Математический расчет такого режима достаточно прост;



7. Обеспечивается минимально возможный расход градиента давления на подъем жидкости.

На пути реализации этого предложения стоят и некоторые технологические трудности и экономика производства. Учитывая это может быть предложен целый ряд более экономичных способов, частично в той или иной степени решающих задачу борьбы с осложнениями.

Разнообразие способов связано с тем, что на Ромашкин-

Таблица 9

<i>Номер скважины НПУ Бугульма нефть</i>	<i>Дебит</i>	<i>Устьевая температура С</i>	<i>Буферное давление атм</i>
724	20	9,5	5,3
723	27	9,5	10
720	43	10,7	12
79	45	11	9,9
719	47	12	12
1773	57	11,5	14
721	58	14	14
312	70	14,6	12,4
700	90	16,5	11,5
10	100	18,7	11,7
78	110	17	13
12	140	19,4	8
4	150	19,8	14,2
30	187	20,1	15,6
1091	265	21,2	7,8
503	300	21,5	13

ком месторождении, несмотря на почти плоское залегание самого нефтяного пласта, поля пластовых давлений, температур и проницаемостей весьма неоднородны и имеют большой разброс параметров. В связи с этим граничные условия работы скважин и характер потока в них весьма разнообразны. То, что применимо для одной группы скважин экономически не выгодно для другой, и наоборот.

На рис. 52 дана примерная классификация возможных направлений борьбы с осложнениями в эксплуатационных скважинах. В основном отмечены те методы, которые были разработаны и испытаны автором на Ромашкинском «месторождении» в период 1956-1959 годов. Видно, что большинство из них относится к превентивным методам, дающим возможность комплексно решить вопрос борьбы с осложнениями.

§ 22. Сохранение температуры потока

Одним из наиболее перспективных и экономически рентабельных способов уменьшения зоны трехфазного потока в скважине является сохранение температуры потока. На примере скважины №4, №28 и др. было видно, что выпадение парафина в них начинается лишь у самого устья. Для Ромашкинского месторождения, особенно для его западной части, разница $T_{пл} - T_n$ достаточно велика (10-20°С) для того, чтобы при определенных условиях обеспечить сохранение температуры на устье скважины выше, чем температура насыщения нефти по отношению к твердым углеводородам, т.е. $T_y > T_n$.

Как уже говорилось, основной причиной охлаждения потока является теплоотдача в грунт. Охлаждение нефти и соответствующее падение температуры потока за счет выделяющегося и расширяющегося попутного газа, как показывает опыт и теоретические расчеты [237], не превышает разности $T_{пл} - T_n$ даже для самых холодных скважин Ромашкинского месторождения.

Чтобы уяснить, какие мероприятия могут привести к сохранению температуры потока на рис.53 дан разрез скважины.

Лифтовая труба 1 коаксиально вставлена в обсадную колонну 3, затрубное пространство 2 заполнено жидкой нефтью. За обсадной колонной находится слой цемента 4. Этот слой не сплошной. Обычно 400 и 1200 м по глубине он разорван, и свободное пространство между обсадными трубами и грунтом заполнено глинистым раствором, минерализованной водой, либо частицами обвалившейся породы. Таким образом, тепло от потока нефти проходит через многослойную цилиндрическую стенку.

В литературе имеется несколько теоретических расчетов потерь тепла в скважине той или иной степени приближения к истине [1, 2, 231, 238, 239]. Количественный учет из-за недостаточности экспериментального материала пока затруднен, поэтому имеет смысл записать выражение, лишь качественно указывающее на природу потери в установившемся режиме.

(6.1)

где: L – коэффициент Джоуля-Томсона, θ – геотермический градиент, ξ – коэффициент

теплообмена между потоком и стенкой трубы, H – глубина, Q , ρ и c – дебит, плотность и теплоемкость нефти, λ_i – коэффициент теплопроводности соответствующего цилиндрического слоя. В общем случае, особенно в начальный

период работы, пока не установится тепловое равновесие, температура на устье будет сильно зависеть от времени работы скважины.

Как видно из выражения (6.1), температура нефти на забое скважины связана с пластовой температурой через коэффициент Джоуля-Томпсона. Температура потока на устье растет с увеличением дебита и улучшением теплоизоляции скважины и падает с увеличением геотермического градиента и коэффициента теплообмена.

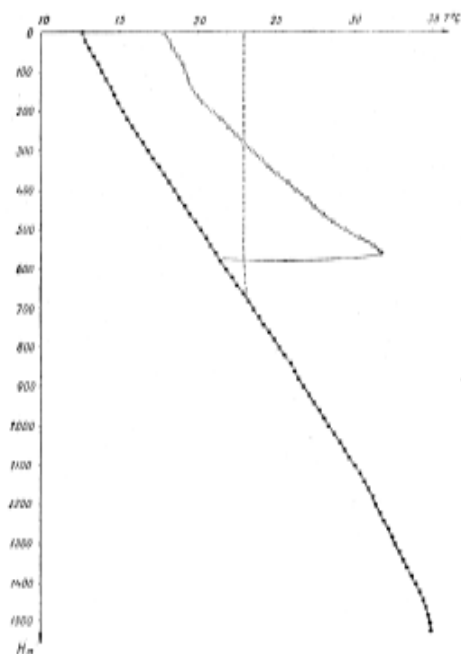
В подтверждение этого на рис.54 приведена зависимость температуры потока на устье скважины от ее дебита, В таблице 9 указаны номера скважин и их буферное давление. Из-за разности пластовых температур, воронок депрессии, буферных давлений и глубин скважин имеет место некоторый разброс точек, но он не может скрыть общей закономерности.

Комбинируя эти данные с высказанными ранее условиями рациональной работы пласта и скважин, можно утверждать, что эксплуатация с максимально возможным дебитом обеспечивает как более полный охват пластов выработкой, так и работу лифта без осложнений. Более того, с ростом дебита, за счет облегчения столба жидкости будет расти производительность эксплуатационных и приемистость нагнетательных скважин. Кроме того, опыт показывает, что коэффициент Джоуля-Томпсона для нефти в пластовых условиях отрицателен, и с ростом воронки депрессии, температура на забое будет повышаться, способствуя улучшению структуры потока и росту T_j .

Проведенные эксперименты по уменьшению диаметра лифтовых труб и в соответствии с этим увеличению скорости потока не дали ощутимого результата. Температура на устье и по стволу скважины №79 после перемены лифта с 2,5" на 2" осталась примерно такой же, какой была до смены труб. Некоторый выигрыш в скорости потока и увеличении площади кольцевого пространства был поглощен повышенной турбулентностью потока и увеличением коэффициента теплообмена. Для более полного выяснения роли этого коэффициента, необходима постановка специальных промысловых опытов.

Другая группа мероприятий, обеспечивающая сохранение температуры нефти, связана с теплоизоляцией потока от окружающих пород. В этом направлении возможны несколько путей: центровка лифтовой колонны внутри обсадной [1, 238], увеличение теплового сопротивления среды, заполняющей затрубное пространство [238] и теплоизоляции обсадной колонны от грунта [194].

Существенная роль кольцевого пространства в теплоизоляции скважины вытекает из анализа выражения (6.1), так как доминирующую роль в теплопроводности многослойной стенки играет тот слой, чей коэффициент теплопроводности имеет минимальное значение при максимальном отношении радиусов внешней и внутренней поверхностей слоя. Элементарный подсчет показывает, что второй член, характеризующий затрубное пространство, по крайней мере, на два-три порядка больше, чем все остальные. Чтобы этот член имел возможно большую



величину на скважине № 79, в 1958 г. была осуществлена центровка лифтовых труб с помощью деревянных фонарей, проваренных в масле. Центрирующие фонари одевались через каждый стык на муфтовые соединения и крепились к трубе хомутами. На хвостовике лифтовой колонны, выше фильтра, была установлена шайба, диаметров 145 мм. Она предназначалась для очистки скважины от обломков фонарей при подъеме лифтовых труб, если некоторые из них были бы разрушены по тем или иным причинам.

Проведенное мероприятие значительно улучшило режим работы скважины. Температура на устье поднялась с 9-10°C до 15-16°C.

На кривой объемной газонасыщенности исчезла зона резких изменений и величина возросла на 10-12 %, Форма кривой разгазирования нефти в скважине стала походить на кривую двухфазного потока. В связи с этим несколько увеличилось буферное давление и резко упала ин-

тенсивность смоло-парафиновых отложений.

В 1956 году на скважине № 10 Южно-Ромашкинской площади был проведен другой эксперимент из этой серии. Затрубное пространство с помощью двойного паккера было изолировано от призабойной зоны. Над паккером были установлены обратные клапаны, сообщающие затрубное пространство с лифтовыми трубами. Сама лифтовая колонна была тщательно герметизирована. Ниже обратных клапанов в ней была установлена глухая тонкая мембрана. Все эти мероприятия были необходимы для осушения затрубного пространства и замены жидкостной среды в кольцевом пространстве на воздушную, теплопроводность которой в пять-шесть раз ниже.

Сам процесс осушения затрубного пространства состоял из трех этапов. Вначале нефть с помощью компрессора через обратные клапаны выдавливалась в лифтовые трубы и обычным путем сливалась в мерник. Оставшаяся часть жидкости после того, как давление в затрубном пространстве поднялось до 80 атм.,

извлекалась свабом. Когда уровень нефти в кольцевом пространстве снизился до обратных клапанов, прорвавшийся воздух выбросил из лифта остатки жидкости. Дальнейшая задача не представляла большого труда. С помощью агрегата в лифтовую колонну была закачана нефть, которая продавала глухую мембрану и соединила призабойную зону с лифтовыми трубами.

Полученный эффект термоизоляции потока был временным. В течение полтора месяцев, из-за несовершенства конструкции, затрубное пространство снова заполнилось нефтью и скважина вошла в прежний режим.

Заполнение кольцевого пространства более вязкой и слабопроводящей жидкостью, чем нефть, [238] экспериментально не проводилось.

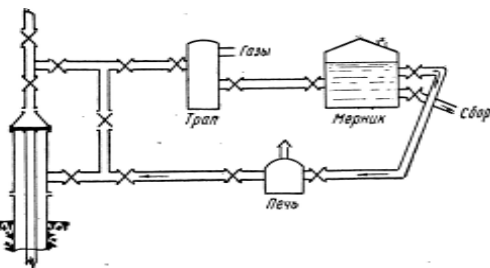
Все перечисленные мероприятия в тех вариантах, в которых они осуществлялись, не дали радикального решения проблемы борьбы с осложнениями, однако, они показали, что режим работы фонтанной скважины с помощью термоизоляции потока можно значительно улучшить и снизить периодичность ее очистки от отложений.

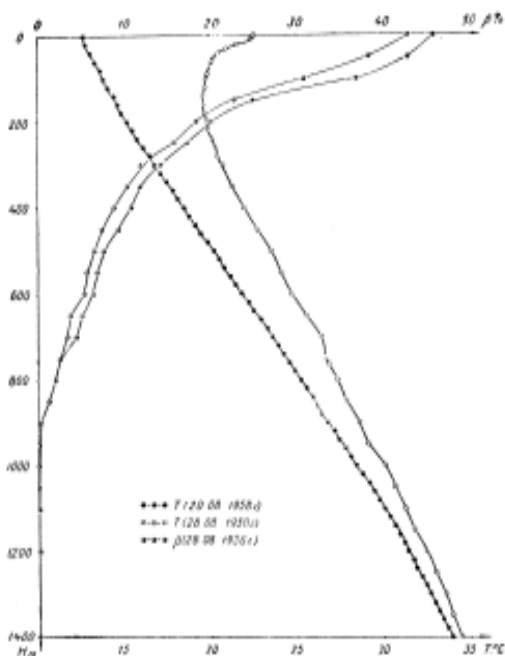
В свою очередь, увеличение периодичности очистки с одного-двух раз в сутки до одного-двух раз в неделю или декаду, позволит осуществить идею, предложенную еще в 1956 г. [I], а именно, заменить постоянное дежурство операторов у скважины на объезд их диспетчерской бригадой. Эта бригада со специально оборудованной автомашиной должна производить очистку скважин по графику, как профилактический ремонт. Это дает большую экономию в оборудовании и рабочей силе.

§ 23 Подогрев потока в скважине

Летом 1958 года на скважине № 79 была проведена целая серия опытов по электроподогреву нефтяного потока. Для этих целей использовались и электронагреватели сопротивления и индукционные печи. В обоих случаях подогреватели устанавливались на глубине 580 м от устья скважины, в зоне начала образования трехфазного потока.

Конструкция обычной трехфазной печи сопротивления состояла из девятиметрового отрезка насосно-компрессорной трубы, на которую были наложены гофрированные нихромовые ленты. В качестве изоляции служил асбест. Герметизирующий кожух изготовлен из 4" трубы. Внутренняя часть печи была залита трансформатор-





ным маслом.

Питание подогревателя производилось по трем изолированным проводам, изготовленным по заказу Казанского университета Уфимским кабельным заводом. В качестве токопроводящей жилы у этих проводов использовался серийный алюминиевый голый провод А-25, сечением 25 мм². Изоляция изготавливалась из шлангового полихлорвинила. Годичное пребывание этого импровизированного кабеля в нефтяной среде не нарушило его электрических параметров.

Этот же провод использовался и для создания индукционного подогревателя. В этом случае конструкция печи еще более проста. Непосредственно на двух коленах лифтовых труб наматывалось 700 витков этого провода через асбестовую прокладку. В обоих случаях колонна центрировалась деревянными

фонарями. Фонари при этом служили не только для теплоизоляции, но и предохраняли провода от перетирания об обсадную колонну.

Так как в проводимых опытах ставилась задача лишь частичного подогрева потока для поддержания его температуры выше $T_{\text{н}}$, а не очистка скважины от отложений горячей нефтью [229 и др], то мощность подогревательных печей была невелика и составляла 15-20 кВт.

Как показал эксперимент, при дебите $Q=40$ м³/с, расход электроэнергии на подогрев нефти на 1⁰С равнялся примерно 1 кВт. На рис.55 приведено распределение температуры по стволу скважины до и в течение одного из экспериментов с локальным подогревом потока. Распределение температуры зафиксировано после 3-х часовой работы подогревателя.

Из графика видно, что при местном подогреве потока, на последующем пути идет очень нерациональная потеря запасенного тепла. Несколько лучшая картина наблюдается при включении индукционного подогревателя. Сказывается то, что

провода при спуске и свинчивании лифтовой колонны делают несколько оборотов вокруг труб, создавая как бы рассредоточенную намотку индукционной печи. В результате этого подогрев потока идет не только в месте сплошной намотки, но и по всей длине, труб, вдоль которых идет кабель. В результате температура нефти на устье с таким типом подогревателя была выше и достигала 22°C, несмотря на меньшую мощность печи.

Если рассредоточить все 700 витков по закону арифметической прогрессии вдоль участка лифтовых труб с трехфазным потоком, то можно добиться такого распределения температуры в потоке, которое будет близким к указанному пунктиром на рис. 55. Такой подогрев будет энергетически более выгодным.

При подогреве потока наблюдается улучшение структуры лифта, исчезновение зоны разрушения оболочек газовых пузырьков и приближение кривой объемной газонасыщенности по форме к кривой скважины № 4 с чисто двухфазным потоком. Одновременно с этим на несколько атмосфер возрастет буферное давление и увеличивается дебит скважины.

Применение рассредоточенных индукционных подогревателей для устранения осложнений в скважине экономически вполне оправдано, так как оно почти не требует дополнительного оборудования и изменений в конструкции скважин. Они продлят процесс фонтанирования для многих малodeбитных скважин и в этом отношении могут конкурировать с электропогружными насосами.

§ 24 Уменьшение концентрации парафина в потоке

В предыдущих главах было установлено, что переход потока в трехфазный и возникновение различных осложнений в работе скважин связано с выпадением в потоке кристаллического парафина. Газовые пузырьки, увеличивая эффективную боковую поверхность труб и образуя зоны разрушения оболочек, интенсифицируют процесс образования отложений. Если каким-нибудь образом уменьшить концентрацию парафина в нефти и ее объемную газонасыщенность, то температура насыщения нефти снизится, а вместе с этим уменьшится зона трехфазного потока и общая интенсивность отложений.

При существующей технологии добычи нефти часть энергии в виде буферного давления бесполезно растрачивается на штуцере. Этот избыток можно использовать для уменьшения вероятности образования отложения.

Идея метода уменьшения концентрации парафина в нефти и снижения ее объемной газонасыщенности состоит в том, что часть разгазированной и обеспарафиненной нефти из мерника сливается в затрубное пространство скважины и, смешиваясь у башмака лифтовых труб с нефтью, поступающей из пласта, уменьшает объемное содержание твердой и газообразной фазы в потоке. Увеличение столба жидкости в скважине подбирается так, чтобы снижение буферного давления не приводило к прекращению фонтанирования.

Опыты по сливу части дебита в затрубное пространство проводились все на той же скважине № 79 в 1958-1959 годах. При начальном буферном давлении в 10

атм. и $Q=40$ т/с на этой скважине удавалось производить слив почти четверти дебита в затрубное пространство без самопроизвольной остановки скважины.

Из-за непродолжительности опытов определить величину снижения T_n в потоке не удалось.

Более ощутимое улучшение работы скважины наблюдается, если разгазированную, обеспарафиненную нефть перед сливом в затрубное пространство подогреть в небольшой печи, работающей на попутном газе (рис.56). В этом случае утяжеление столба жидкости, частично компенсируется повышением температуры потока и улучшением структуры газо-нефтяной смеси. Кроме того, объем сливаемой нефти может быть уменьшен, так как кроме снижения T_n в потоке, поднимается температура на устье и вероятность выпадения парафина в стволе скважины уменьшается.

На рис. 57 дано распределение температуры и объемной газонасыщенности в скважине №79 при сливе в затрубное пространство примерно 5 т/с нефти с подогревом до 80°С. Отложений парафина при этом в скважине не наблюдалось.

Интересно отметить, что на Туймазинских промыслах отмечено заметное снижение интенсивности запарафинивания насосно-компрессорных труб в скважинах, оборудованных гидropоршневými насосами. Механизм работы гидropоршневых насосов аналогичен упомянутому в начале параграфа случаю слива части нефти без подогрева. Очевидно, что и причины снижения запарафинивания те же самые, что и у описываемого метода.

§ 25 Импульсный метод очистки скважины от парафина

Для очистки скважин от смоло-парафиновых отложений может быть использована и потенциальная энергия попутного газа. Из материала предыдущей главы очевидно, что выделяющиеся из нефти газовые пузырьки играют большую роль в формировании отложений. Вместе с парафином, смолами, асфальтенами, водой, солями и другими примесями они входят в состав этих отложений, образуя губчатую структуру той или иной плотности. Все поведение трехфазного потока свидетельствует о том, что оболочка газовых пузырьков при наличии в потоке кристаллического парафина становится неустойчивой и при определении условиях сбрасывается газом.

Если в скважине создать резкий перепад давления вдоль всего ствола лифтовой колонны, то объем газовых пузырьков в потоке и тех, что замурованы в составе отложений, резко увеличивается.

Наиболее перенапряженные оболочки в свободном объеме потока лопаются. Те же пузырьки, что находятся в составе смоло-парафиновой массы на поверхности труб, при расширении вспучивают ее частично разбрасывают. Нарушается первоначальная структура отложений; они становятся рыхлыми, слабо связанными и легче поддаются механическому воздействию со стороны потока

жидкости. Если кроме сброса давления имеется еще возможность дополнительно увеличить скорость течения потока, то это в значительной степени облегчает срыв, вымывание и последующий вынос разрушенных смолопарафиновых отложений из скважины.

Оба условия выполняются при временной остановке скважины и последующем пуске ее без противодавления на устье.

При остановке газо-нефтяного потока, благодаря снятию потерь на трение, сепарации газа и наличию забойной воронки депрессии, происходит повышение давления по всей длине лифтовой колонны. За счет дополнительного обжатия смоло-парафиновой массы увеличивается потенциальная энергия заключенного в отложениях газа. Одновременно нарушается структура имеющегося слоя отложений.

Всплывающие газовые пузырьки, образуют в верхней части подъемника газовую шапку с плоской границей раздела между фазами. Размер этой шапки зависит от величины буферного давления и газового фактора нефти данной скважины.

Если динамический уровень жидкости в затрубном пространстве ниже устья, то по мере выравнивания забойного и пластового давления в нем будет происходить накопление некоторого количества нефти. Предельная величина этого запаса может быть грубо оценена выражением.

$$\Delta Q \approx \rho(r_2^2 - r_1^2) \{ P_{\pi} - P_{\text{заб}} \} \quad (6.2)$$

При пуске оставленной скважины с минимальным противодавлением на устье в первый момент происходит почти мгновенный сброс газовой шапки и такое же быстрое падение давления вдоль всего столба жидкости в подъемнике.

Резкое падение давления сопровождается расширением газа и дополнительным разгазированием нефти, т.е. ростом ее объемной газонасыщенности как

ВРЕМЕННАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ИМПУЛЬСНОГО МЕТОДА ОЧИСТКИ СКВАЖИН ОТ ПАРАФИНА*

1. Механизм образования смоло-парафиновых отложений в скважине

При начальных условиях в пласте нефть многих месторождений восточных районов страны, в том числе и нефть Ромашкинского месторождения Татарии, представляет собой однофазную жидкую систему. В процессе подъема на поверхность она распадается на три составных части: жидкую, газовую и твердую (нефть, попутный газ и парафин). Выделение газовой фазы происходит при падении давления ниже давления насыщения по отношению к попутному газу. Выпадение твердых углеводородов из раствора начинается при снижении температуры нефти ниже точки насыщения.

Взаимное расположение точек давления насыщения P_n и температура насыщения T_n по длине лифтовых труб определяет различные условия образования смоло-парафиновых отложений. На современном этапе разработки Ромашкинского месторождения возможны два случая:

1. Температура нефтяного потока за счет теплоотдачи в окружающий грунт становится ниже T_n , в то время как давление в этой части подъемника превышает P_n . В этих условиях происходит обычное выкристаллизовывание твердой фазы из раствора. Появление кристалликов парафина возможно не только в самом потоке, но и на стенках лифтовых труб, где за счет шероховатости и пониженной температуры образуется большое количество центров кристаллизации. Особенности процесса состоят в том, что выпадающие из нефти твердые частицы парафина покрываются слоем поверхностно активных веществ смол и асфальтенов.

Часть парафина, которая выкристаллизовалась из потока на стенках труб, образует смоло-парафиновые отложения. Остальная, значительно большая часть выпавшей твердой фазы, выносится вместе с потоком и оседает из него под действием собственного веса в застойных местах (трап, мерник, резервуары и т. п.)

2. Точка, в которой нефть достигает температуры насыщения T_n , расположена выше зоны начала разгазирования P_n . Парафин начинает выпадать из раствора при наличии в потоке газовой фазы.

Сильно развитая поверхность газовых пузырьков является основным местом, где происходит выкристаллизовывание твердых частичек. Это явление обусловлено особенностью выхода легких углеводородов в газовую фазу. За счет расширения газа вблизи поверхности образующихся пузырьков происходит местное

понижение температуры и возникают зоны пониженной растворимости нефти по отношению к твердой фазе. Газовые пузырьки приобретают смоло-парафиновые оболочки, которые растут по мере продвижения вверх по стволу скважины.

По-прежнему отложения образует та часть парафина, которая выкристаллизовалась на поверхности газовых пузырьков, зародившихся на стенках лифтовых труб. В отличие от предыдущего случая в состав этих отложений, наряду с парафином, смолами и асфальтенами, входят также и газовые пузырьки.

Для практики большее значение имеет второй случай, так как при наличии газа в потоке интенсивность отложений возрастает.

Опыт показывает, что имеется и третья, более сложная структура отложений, которая возникает при массовом разрушении жестких смоло-парафиновых оболочек газовых пузырьков в потоке. Появление этих зон и их число обуславливается особенностями течения трехфазного потока по вертикальным трубам в условиях непрерывно меняющихся давлений и температур.

Остатки лопнувших оболочек, а нередко и целые пузырьки, отброшенные потоком к стенкам труб, уплотняют имеющийся слой отложений и увеличивают его толщину. В порах таких отложений может быть замурована нефть, вода, кристаллики солей, песок и др. элементы – все, что может увлечь с собой лопнувшая оболочка газового пузырька. Возникновение зон разрушения оболочек газовых пузырьков ведет к резкому увеличению интенсивности отложений. Эти зоны определяют и конфигурацию смоло-парафинового слоя на поверхности лифтовых труб.

2. Физические основы импульсного метода очистки скважин от газо-смоло-парафиновых отложений

Импульсный метод очистки лифтовых труб от газо-смоло-парафиновых отложений использует потенциальную энергию заключенного в этих отложениях газа.

При создании резкого перепада давления в стволе лифтовой колонны происходит многократное увеличение объема газовых пузырьков, находящихся в толще отложений, и выделение из нефти новых порций попутного газа. Вызванное этим вспучивание смоло-парафиновой массы нарушает ее начальную жесткую структуру. Отложения становятся более рыхлыми и легче поддаются механическому воздействию со стороны потока. Для срыва, вымывания и последующего выноса разрушенных смоло – парафиновых отложений необходима увеличенная скорость движения нефти. Оба эти условия выполняются при остановке и последующем пуске скважины без противодавления на устье.

Остановка скважины

1. При остановке газо-нефтяного потока, благодаря снятию потерь на трение,

разгазированию нефти и наличием забойной воронки депрессии, происходит повышение давления по всей длине лифтовой колонны. За счет обжата смоло-парафиновой массы увеличивается потенциальная энергия заключенного в отлосе слоя отложений.

2. Всплывающие газовые пузырьки образуют в верхней части НКТ газовую шапку, размер которой зависит от величины газового фактора и буферного давления.
3. При наличии газовой шапки в затрубном пространстве, по мере выравнивания забойного пластового давления, происходит накопление некоторого количества нефти. Величина этого запаса ΔQ может быть грубо оценена выражением:

$$\Delta Q \approx \pi (R_2^2 - R_1^2) (P_n - P_{заб}) \quad (1)$$

где: R_1 и R_2 – соответственно радиусы лифтовой и обсадной колонн.

Пуск скважины

1. В первый момент при спуске скважины с минимальным противодавлением на устье происходит почти мгновенный сброс газовой шапки и такое же резкое падение давления вдоль всего столба жидкости в подъемнике.
2. Резкое падение давления сопровождается расширением газа и дополнительным разгазированием нефти, т.е. ростом ее объемной газонасыщенности как внутри отложений, так и по всему потоку.
3. Газ, заключенный в отложениях, при расширении вспучивает и разрывает на мелкие части смоло-парафиновую массу, во много раз увеличивая ее объем и уменьшая сцепление со стенками труб.
4. Отсутствие противодавления на устье после сброса газовой шапки, повышенная объемная газонасыщенность нефти и высокое давление на забое приводят к значительному увеличению скорости газо-нефтяного потока, который в стремительном подъеме (10–15 м/с) вымывает и выносит из лифтовых труб остатки смоло-парафиновых отложений.
5. Благодаря запасу нефти, накопленному в затрубном пространстве при остановке скважины, скорость потока в течение некоторого времени поддерживается почти постоянной.
6. В режиме повышенной скорости потока скважина выдерживается до тех пор, пока к устью не подойдет нефть, находящаяся в момент пуска против наиболее глубоко расположенного участка отложений.
7. В отличие от механической очистки скребком импульсный метод дает возможность почти мгновенно очистить от отложений внутреннюю поверхность лифтовой колонны на всем ее протяжении.

Подбор скважины для очистки импульсным методом

1. Импульсным методом могут быть полностью очищены от парафина скважины, у которых начало разгазирования лежит ниже точки выпадения парафина из нефти – $H(P_H) > H(T_H)$, где H – расстояние от устья скважины.

Для Ромашкинского месторождения, на котором, $P_H \approx 80 \pm 5$ атм., $T_H = 24 \pm 2^\circ\text{C}$, это условие, как правило, выполняется для скважин с буферным давлением $P_6 < 40$ атм. и забойной температурой $T_{заб} < 32^\circ\text{C}$.

2. Перепад давления в стволе скважины должен быть достаточно высоким. В качестве ориентировочного критерия можно использовать соотношение:

$$\frac{P_6 + (P_n - P_{заб})}{P_m} > 0 \quad (2)$$

где: $P_{тр}$ – давление в линии и трапе после штуцера. Все значения берутся в избыточных атмосферах.

Примечание. Критерий (2) может быть уточнен после массовых испытаний по методу пункта (3) данного раздела.

3. Определение фонда скважин для очистки импульсным методом можно провести и экспериментально.

Для этой цели скважина должна проработать без очистки до тех пор, пока при пробном спуске скребка не будет выявлено четко выраженное наличие отложений, затрудняющих его проход. После этого удаление отложений производится импульсным методом по методике, описанной в разделе, с последующим контрольным спуском скребка. Скважина может считаться пригодной для работы по новой технологии очистки, если контрольный спуск показывает полное отсутствие отложений.

Оправдал себя на практике и другой метод выявления фонда скважин, когда наряду с импульсным методом производится контрольный спуск скребка. После установления необходимой периодичности, интервал между импульсными очистками остается неизменным, а контрольный спуск скребка производится все реже и реже.

3. Методика очистки скважин от газо-смолопарафиновых отложений импульсным методом

Предварительная подготовка скважин и сама очистка производится одним человеком и не требует никаких дополнительных затрат.

Мероприятия по подготовке скважины

1. Устраняется заедание в задвижках на фонтанной елке. Штурвалы должны легко проворачиваться от руки при полной герметизации как заслонки, так и

сальника.

2. Проверяется герметичность лифтового и затрубного пространств.
3. Из струны с меньшим гидравлическим сопротивлением вынимается штуцер вместе с колодкой. Рабочий штуцер должен стоять в струне с большим гидравлическим сопротивлением.
4. На всем пути движения нефти от башмака лифтовой колонны до мерника устраняются все дополнительные гидравлические сопротивления движению газо-нефтяного потока. Например, метод не дает полного эффекта, если:
 - а) забойная часть лифтовой колонны забита оборвавшимися скребками и проволокой;
 - б) в трубах стоит нижний амортизатор летающего скребка
 - в) в струне, по которой происходит сброс давления, находится колодка штуцера или какое-либо другое приспособление, мешающее свободному прохождению усиленного потока жидкости и т. п.
5. Проверяется надежность крепления елки, струны стояка трапа и самого трапа.
6. Для определения времени выдержки скважины в остановленном состоянии замеряется P_6 и при остановке скважины снимается кривая зависимости $P_6(t)$. Выдержка равна длине участка максимального изменения $P_6(t)$.

Примечание. При периодической эксплуатации пласта время, в течение которого скважина находится в закрытом состоянии, определяется графиком работы и может достигать 8-12-16 часов.

Порядок работы при очистке подготовленной скважины

1. Закрывается задвижка на струне с рабочим штуцером.
- Примечание. Возможна остановка скважины с помощью центральной задвижки. В этом случае перед пуском необходимо открыть задвижку на струне без штуцера.
2. В остановленном состоянии скважина выдерживается некоторое время. Длительность выдержки определяется заранее.
 3. По истечении установленного срока резким движением на полный диаметр открывается задвижка, соединяющая фонтанный лифт с трапом по струне без штуцера.
- Примечание. Сброс газовой шапки должен производиться в минимально короткое время. При медленном открытии задвижки или ее не герметичности отложения только набухают и выносятся потоком не полностью.
4. Открывается задвижка на второй струне со штуцером.
 5. С повышенной скоростью потока скважина выдерживается до тех пор, пока к устью не подойдет нефть, находящаяся в момент пуска у нижней границы отложений. Для 2,5" труб это время равно 3–6 минутам.

Примечание. Излишняя выдержка вредна, т.к. будет израсходован весь запас нефти из затрубного пространства, и вторая, контрольная, очистка окажется неэффективной. Кроме того, увеличение воронки депрессии на забое скважины против установленной может вызвать нежелательные последствия.

- 6. После выноса парафина задвижка на струне без иштуцера закрывается и скважина переводится на нормальную работу.*
- 7. Через три-пять минут производится повторная, контрольная очистка, т.е. пункты 3, 5, 6 повторяются.*

Примечание. Для многих скважин с высокой температурой на устье ($T_y > 16^\circ \text{C}$) пункт 7 необязателен.

Дополнительные замечания

1. В тех случаях, когда при работе скважины на газовый коллектор очистка происходит недостаточно эффективно и критерий пункта 2 раздела 3 не выполняется, т. к. $P_6 \approx 1,5\text{--}2$ атм., необходимо перед сбросом газовой шапки подсоединить трап к линии на факел, отсоединив его предварительно от газового коллектора. После перевода скважины на нормальную работу, т.е. после выполнения пункта 6 и, если необходимо, пункта 7, проделать обратную работу, т.е. закрыть линию на факел и соединить трап с газовым коллектором.

2. Для тех скважин, где, несмотря на подсоединение трапа к линии на факел, все же не удастся добиться достаточно полной очистки, можно рекомендовать комбинацию импульсного метода с очисткой скребком со специальной автомашины один раз в 10-20 -30 дней.

3. Периодичность очистки импульсным методом устанавливается опытным путем для каждой скважины.

4. При наличии дистанционно управляемых задвижек импульсный метод легко поддается автоматизации и диспетчеризации.

4. Пример подбора и испытания скважины

Детальное изучение механизма очистки импульсным методом и его испытания были проведены на скв. №79, расположенной в южной части Ромашкинского месторождения, на Лениногорской площади.

Средневзвешенное пластовое давление этой части месторождения в период испытаний (1958 г.) было равно: $P_{пл} = 149$ атм., что при $Q = 45$ м³/с обуславливало $P_{заб} = 129$ атм., $P_6 = 8,3$ атм., $T_{заб} = 33^\circ \text{C}$, $T_y = 13,5^\circ \text{C}$.

Экспериментальные исследования, проведенные на этой скважине, показали, что P_n в ней равно 78 атм. и газовыделение начинается на глубине $H(P_n) = 1120$ м, тогда как точка $T_n = 24^\circ \text{C}$ расположена всего на глубине $H(T_n) = 780$ м от устья скважины.

Из этих данных следует, что первое условие успешного применения импуль-

сного» метода очистки для этой скважины выполняется:

$$H(P_{\text{н}}) = 1120 \text{ м} > H(T_{\text{н}}) = 780 \text{ м}$$

Вследствие того, что скважина № 79 сбрасывает попутный газ на факел ($P_{\text{тр}} \approx 0,2 \text{ атм.}$), легко удовлетворяется и второе условие (2):

$$\frac{P_{\text{б}} + (P_{\text{н}} - P_{\text{изб}})}{P_{\text{н}}} = \frac{8,3 + (149 - 129)}{0,2} \approx 140 > 20$$

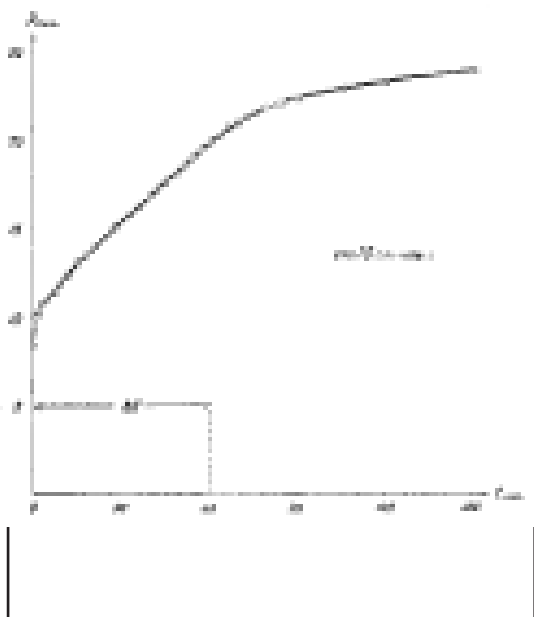
На рисунке приведена кривая восстановления буферного давления при закрытии скважины № 79. На основании этой кривой была определена выдержка скважины в остановленном состоянии. За это время, равное примерно одному часу, в затрубном пространстве накапливается около 2,5 тонн нефти:

$$\Delta Q \approx \pi(R_1^2 - R_2^2)(P_{\text{н}} - P_{\text{изб}}) \approx 3,14 (7,5^2 - 3,3^2) (149 - 129) \approx 2650 \text{ т}$$

Опыт показал, что запасенной нефти достаточно для 8–10 минутной работы скважины в режиме повышенной скорости потока. Исходя из этого первая очистка длится 4–5 минут, вторая, после небольшого перерыва 3–4 минуты.

Примечание: вследствие того, что второе условие выполняется с большим запасом ($140 > 20$), интервал выдержки скважины в остановленном состоянии удалось сократить до 10 минут.

Промежуток времени между очистками, составлявший вначале одни сутки, в конце испытаний доведен до 10 дней.



Через два месяца, после того как скважина № 79 начала работать только импульсным методом, лифтовые трубы были подняты для осмотра. казалось, что не только на их внутренней поверхности, но и в уфтовых соединениях не было уже следов парафина.

Литература:

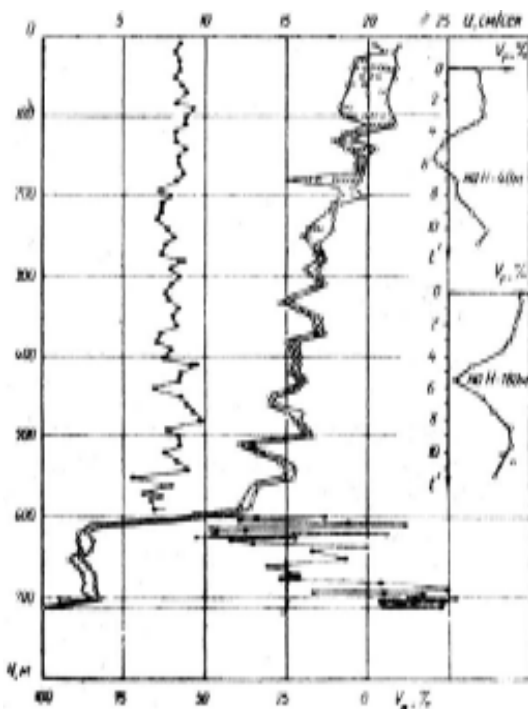
Н. Н. Непримеров, А. Г. Шарagin. Исследование скважин и разработка превентивных методов борьбы парафином. Уч. зап КГУ, т. 117, к. 3, 1957 г.

ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТЯНЫЕ КАМНИ ДИСТАНЦИОННЫМИ ПРИБОРАМИ*

Летом 1962 г. экспедиция Казанского университета по приглашению «Азнефти» провела несколько измерений в нефтяных и нагнетательных скважинах НПУ им. XXII съезда КПСС. Исследования проводились электронными дистанционными приборами по методике, разработанной авторами для Ромашкинского и сходных с ним месторождений [1,2].

Специфические условия эксплуатации свиты ПК, состоящей из несцементированных песчаников, не позволили получить всего комплекса данных о работе пласта. В первую очередь это относится к конструкциям скважин, в подавляющем большинстве которых, для предотвращения образования песчаных пробок на забое, лифтовые трубы спущены до подошвы продуктивной части пласта. В связи с этим измерения проводились лишь в тех скважинах, где по тем или иным причинам лифтовые трубы подняты до верхних отверстий перфораций обсадной колонны. Однако и в этих случаях мощные песчаные пробки на забое не дали возможности произвести измерение профилей притока и расхода и тем самым продифференцировать характеристики пласта по вертикали, как это делалось по отношению к притоку, продуктивности и пластовому давлению в залежах, сложенных крепко сцементированными песчаниками [2].

На рис.1 приведено распределение скорости потока и его диэлектрической проницаемости по стволу нефтяной сква-

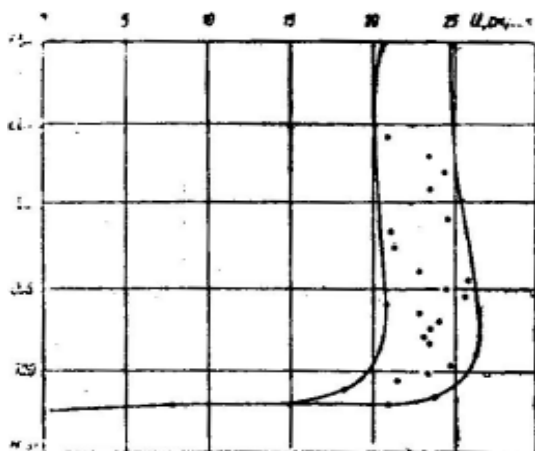


*Нефть и газ, 1963, №5 соавторы А.Г.Шарагин.

жины №211. Эта скважина, расположенная у свода месторождения, имеет 43 отверстия в интервале перфорации от 723 до 702 м и оборудована 4" лифтом, спущенным до 697 м. Ее дебит $Q = 73 \text{ т/сут.}$

По ходу кривых на рис.1, можно видеть, что весь лифт можно разбить на три части: от устья до глубины 600 м, где расположено зеркало отстойной воды или точка инверсии эмульсии воды и нефти; от этой отметки до обреза лифтовых труб и, наконец, небольшой интервал от конца лифтовой колонны до поверхности песчаной пробки, совпадающей с верхними отверстиями интервала перфораций.

Скважина № 211 работает в условиях, когда забойное давление мало отличается от пластового ($P_{\text{пл}} = 87 \text{ атм.}$) и превышает насыщения ($P_{\text{нас}} \sim 87 \text{ атм.}$). При невысоком газовом факторе ($\sim 50 \text{ м}^3/\text{т}$) и значительном буферном давлении ($P_{\text{б}} = 30 \text{ атм.}$) в стволе выделяется лишь небольшая часть попутного газа, и как скорость потока, так и его диэлектрическая постоянная мало изменяются в верхнем интервале. Здесь следует отметить, что кривая показаний измерителя фазовых соотношений из-за сложного состава потока, включающего в себя нефть, газ воду и песок, не может быть отнесена к какому-либо одному компоненту, а дает лишь усредненные данные. В какой-то мере это относится и к скорости потока, так как газ поднимается в нефти вверх по стволу скважины, в то время как вода и песок оседают в ней в обратном направлении. Эти замечания следует иметь в виду при использовании показаний приборов, нанесенных на оси ординат: сверху – средняя скорость потока в см/с, снизу – примерное процентное содержание воды в нефти, как компоненты, наиболее сильно изменяющего диэлектрическую проницаемость смеси ($\epsilon_r = 1$, $\epsilon_n = 2,2$; $\epsilon_{\text{н}} = 4-6$; $\epsilon_{\text{в}} = 81$). Наиболее вероятно, что точка инверсии



эмульсии совпадает с началом выделения газа в потоке ($H = 600 \text{ м}$, $P_{\text{нас}} \approx 72-74 \text{ атм.}$).

Большая ширина полосы показаний измерителя фазовых соотношений обуславливается периодичностью движений сильно и слабо газонасыщенных участков потока. Справа на рис.1 даны подтверждающие это показания прибора в зависимости от времени на глубине 40 и 180 м от устья скважины.

Более определенные выводы можно сделать из показаний приборов для второго интервала. Эта зона заполнена отстой-

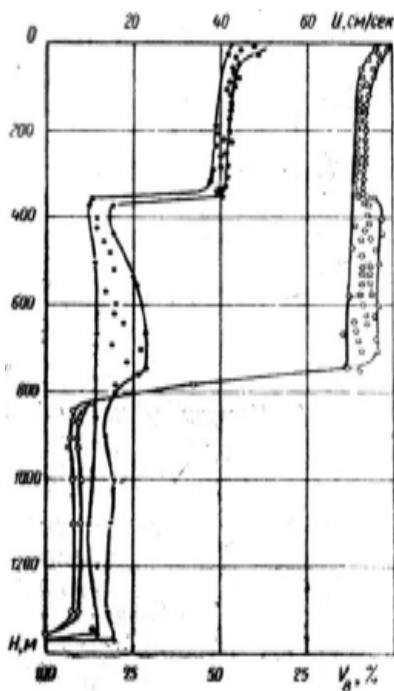
ной водой, по которой отдельными крупным и каплям и поднимается нефть. Более длинный датчик объемной водонасыщенности дает меньший разброс показаний в этом интервале. Следует учесть также, что указанный прибор, сконструированный для работы через 2,5" трубы, не имеет центровки в 4" колонне и, как правило, лежит на одной из стенок, что при диаметре в 52 мм, может привести к частичному обтеканию его каплями нефти. В отличие от измерителя фазовых соотношений дебитомер специальной входной насадкой центрируется и в 4 и в 6" колонне. Двигаясь по центру трубы, он захватывает нефтяные образования, движущиеся в стоячей воде. Этим и объясняется резкое увеличение скорости потока в нижней, обводненной части лифта.

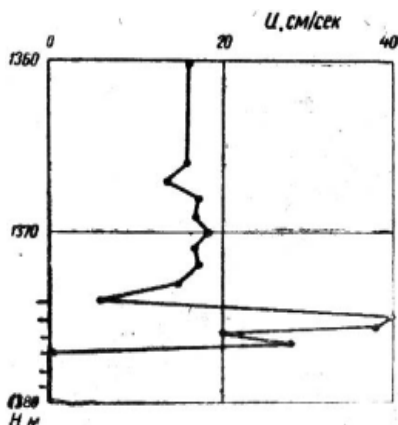
Действительно, вода стоит в трубах неподвижно, поэтому нефть, занимая неполное сечение трубы, двигается с большей скоростью.

На забое обе кривые без перехода резко обрываются у верхних отверстий перфораций. Ниже этого интервала фиксируется чистая вода без каких-либо признаков нефти. На рис.2 приведена кривая скорости потока на забое со шкалой, растянутой по глубине.

Из приведенных данных следует однозначный вывод: нижележащая песчаная пробка полностью водонасыщена и непроницаема для нефти. Весь приток жидкости идет через одно – два верхних отверстия интервала перфораций из заколонного пространства.

На рис.3 приведены данные для скважины №262, сходной по многим своим характеристикам со скважиной №211. Ее дебит $Q = 70$ т/сут, $P_0 = 20$ атм. Скважина оборудована двухрядным лифтом 2,5" до $H=352$ м и 4" до $H=1371$ м. Интервал перфораций 1374 – 1407 м. В узких 2,5" лифтовых трубах и скорость потока и ее диэлектрическая проницаемость однородны и лишь слегка увеличиваются у самого устья. У нижнего обреза 2,5" труб происходит резкое падение скорости потока из-за увеличения диаметра лифта. Фазовые соотношения в этом интервале почти не изменяются, лишь увеличивается разброс их значений в потоке. На глубине около 800 м стоит зеркало отстойной воды и кривая фазовых соотношении полностью повторя-





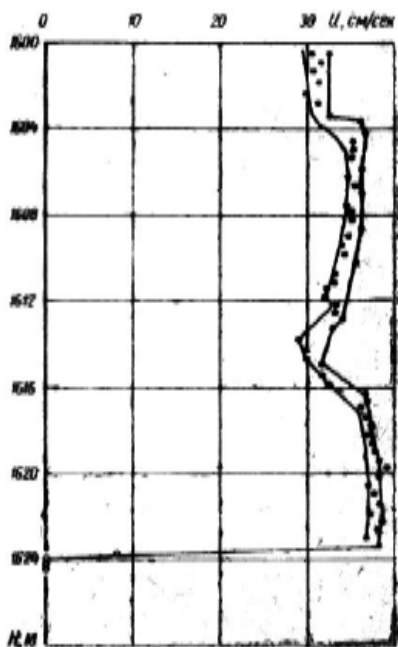
ет ход, уже отмеченный на скважине №211. В ходе кривой скорости потока нет таких резких изменений, как на предыдущей скважине. Это связано с тем, что измеритель скорости потока спускался на этот раз без центрирующей насадки и, имея тот же диаметр 52 мм, что и измеритель фазовых соотношений, двигался, скорее всего, вдоль стенки 4" трубы.

На забое скважины картина почти в точности повторяется (рис.4). Путь приборам преграждает водонасыщенная песчаная пробка. Приток идет через самые верхние отверстия перфораций из заколонного пространства.

Аналогичная картина наблюдается и в нагнетательной скважине № 512, где $Q_n = 200 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Отличие заключается лишь в том, что направление потока обратное — из скважины в пласт. Кривая распределения скорости потока на забое этой скважины приведена на рис.5. Плавные изменения скорости в трубах объясняются, по-видимому, наличием соляных отложений на стенках лифтовой колонны.

Все эти три примера говорят о том, что при расположении лифтовых труб выше интервала перфораций нефтенепроницаемая, водонасыщенная песчаная пробка забивает забой скважины и оставляет свободными лишь одно или несколько верхних отверстий в обсадной колонне. Сбор нефти из нагнетаемой воды в нем происходит через каверну в заколонном пространстве.

Хотя экспериментальных данных нет, можно предположить, что размер и форма этой каверны, образовавшейся за счет выноса песка из нефтяного пласта, будут различными в зависимости от того, где прорывается нефть на забой скважины: у кровли или у подошвы продуктивного гори-



зонта. На рис.6 показаны оба эти случая.

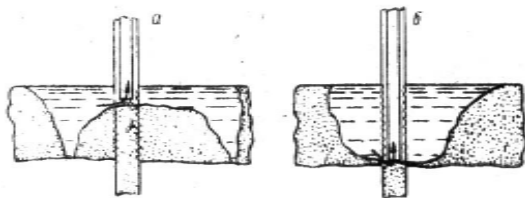
При выходе нефти у кровли пласта несколько хуже будут условия охвата выработкой горизонта по вертикали, но зато, двигаясь по пласту, нефть будет терять часть взвешенного песка, оседающего под действием гравитационных сил.

В случае, когда лифтовые трубы спущены до подошвы, ничто не мешает потоку нефти выносить с собой весь захваченный песок. Нефтеотдача и размер каверны при этом будут больше и вероятность обвала кровли и смятия обсадной колонны значительно выше.

Лифт скважин месторождения Нефтяные Камни представляет собой очень сложную многофазную систему, поэтому для выяснения закономерностей его работы требуется детальное комплексное исследование.

Литература:

1. Н е р и о в Н. Н. Экспериментальные исследования некоторых особенностей добычи парафинистой нефти. Изд-во КГУ, 1958.



ИССЛЕДОВАНИЕ ДЕЙСТВУЮЩИХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН КОМПЛЕКСНЫМИ ДИСТАНЦИОННЫМИ ПРИБОРАМИ КГУ*

Результаты измерений в лифте и на забое газовых скважин

Газоконденсатное месторождение Ленинградское представляет собой двугорбую несимметричную брахиантиклинальную складку размером 19Х5 км. Его продуктивный горизонт относится к нижнемеловым отложениям, состоящим из переслаивающихся пачек песчаноалевролитовых пород и глинистых перемычек с частым выклиниванием. Общая мощность газоносного горизонта колеблется от 90 до 160 м, а эффективная мощность, выделенная по каротажным диаграммам, — от 23 до 66 м.

Для исследования были выбраны скважины, расположенные вблизи купола месторождения. Наибольший интерес представляла уже обводнившаяся скважина № 28, находящаяся в капитальном ремонте. Конструкция ее стандартная. Нижний конец 2,5" лифтовой колонны на глубине 2040 ± 5 оборудован воронкой для свободного выхода приборов на забой. 5" обсадная колонна перфорирована в интервалах 2056—2080,8 м и 2092—2119,5 м. Начальный газоводяной контакт был отбит на отметке 2129,5 м.

Для проведения исследований и определения интервала притока воды скважина № 28 была временно вновь введена в эксплуатацию с дебитом газа около 170000 м³/сут. Поступавшая вместе с газом вода объемом до 60 м³/сут выносилась на устье неравномерно. Она двигалась по стволу в виде более или менее правильно чередующихся во времени пробок с интервалом 40 — 45 сек. Чтoб не осложнять измерений, основной поток газа и воды был направлен по затрубному пространству. По лифту поднималось лишь 15—20% общего дебита.

Измеренное распределение по стволу давления, температуры, скорости потока и фазовых соотношений в нем дано на рис. 1. Изучение этих параметров производилось через сутки после пуска скважины.

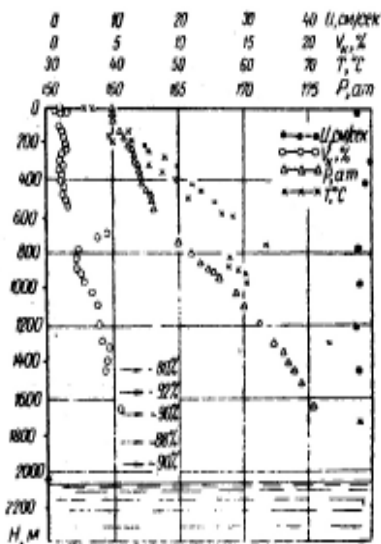
Как нетрудно видеть из графика, поток в лифтовых трубах имеет достаточно сложное строение. Несмотря на ограниченную скорость подъема газа в трубах, он все же захватывает с забоя часть воды и конденсата и образует трехфазный поток, затрудняя интерпретацию данных.

Согласно показаниям приборов, от устья до глубины 600 м в стволе находился почти чистый газ с содержанием жидкого конденсата около 1 % по объему. В интервале от 600 до 800 м наблюдается пробка из конденсата с примесью воды.

* «Нефть и газ» 1964 .№10 соавтор А.Г. Шарагин, Е.Ш. Яшин, Ю. К. Платонов, Н. М. Кукушкин

Ниже нее, вплоть до 1500 м, содержание конденсата с водой в потоке неуклонно растет, что отмечается измерителем фазовых соотношений (левая кривая на рис. 1) и более крутым наклоном у кривой падения давления.

рис.1 Кривые распределения давления, температура, скорости потока и фазовых соотношений по стволу скважины № 28 газоконденсатного месторождения Ленинградское на Кубани.



На отметке 1500 м стоит неподвижный столб отстойного газоконденсата с небольшой примесью воды. Через него отдельными пузырям можно отметить несколько факторов, предрасполагающих к неполной работе фильтра:

- 1) большие мощности продуктивного горизонта, достигающие 160 м, что в переводе на давление столба глинистого раствора составляет 15—20 атм.;
- 2) малые депрессии на пласт—в 3—7 атм., которые для нижних пачек пластов не могут пересилить вес столба глинистого раствора при работающих верхних пропластках;
- 3) низкая вязкость газа, маскирующая плохую работу фильтра;
- 4) наконец, отсутствие на газовых промыслах практики промывки забоя и зумфа скважины от глинистого раствора перед ее освоением.

Подобные замечания справедливы не только для газовых, но и для нефтяных скважин, работающих с малыми депрессиями при больших мощностях пластов. Измерения, проведенные сотрудниками Казанского университета в скважинах недавно открытого Гнединцевского месторождения на Украине, показали, что и там наблюдается, правда, менее ярко выраженная, но в принципе аналогичная картина работы пластов.

Более детальные, а главное более массовые исследования газовых скважин на Ленинградском и других месторождениях позволят решить и другой не менее важный вопрос технологии добычи газа: степень необходимого вскрытия пласта перфорацией. Для сильно слоистых природных пластов, вырабатываемых в короткие сроки, более вероятен не процесс подъема ВНК, а движение воды по отдельным слоям продуктивного горизонта. В этом случае для полного охвата пластов выработкой необходимо полное вскрытие их перфорацией по всей продуктивной мощности.

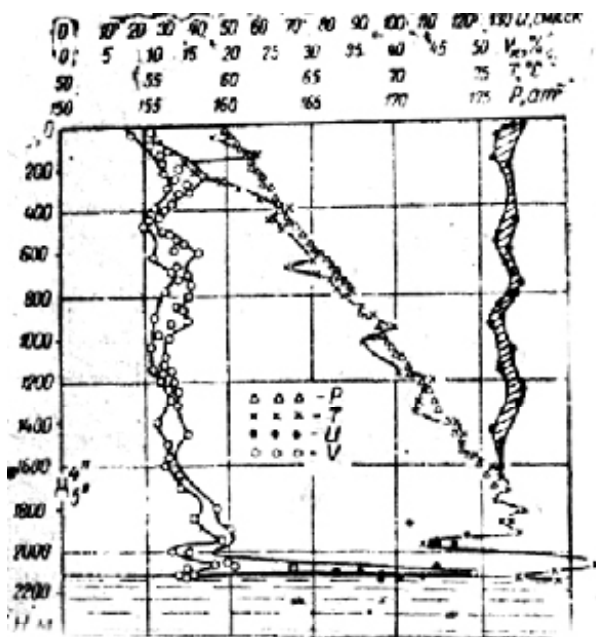


рис. 2 Кривые распределения давления, температуры, скорости потока и объемного содержания конденсата в газе по стволу скв. № 4 газоконденсатного месторождения Ленинградское.

Другим объектом для детального исследования была выбрана скважина № 4—одна из лучших действующих безводных скважин месторождения. Ее конструкция в отличие от предыдущей имеет некоторые особенности. От устья до глубины 1697 м в 5" обсадные трубы вставлена сварная 4" лифтовая колонна.

Интервал перфораций: 2083— 2095, 2100—2113,5 и 2119 —2126 м. По показаниям приборов забой до отметки 2124 м чистый. Ниже—вода и плотный

На рис. 2 приведено распределение всех четырех измеренных параметров по стволу скважины. По данным этого рисунка весь лифт можно условно разбить на три части: первым сверху выделен очень короткий участок фонтанной арматуры, имеющий диаметр 2,5".

За ним идет 4" лифтовая труба до отметки 1697 м. Наконец, снизу до самого фильтра расположен третий участок лифта с диаметром колонны 5".

Перед исследованием дебит скважины был подобран таким образом, чтобы скорость потока в фонтанной арматуре была около 4 м/сек. Так как описанный в первой статье комбинированный прибор имеет эффективное поперечное сечение около 10 см² и перекрывает примерно одну треть общего сечения задвижек арматуры, скорость обтекания прибора газовым потоком достигала 6–7 м/сек. При весе прибора 15 кг и выталкивающей силе буферного давления, действующего на кабель в сальнике, равной 9 кг, эта скорость была близка к предельной. При более высоких скоростях прибор заводится в трубах и для своего спуска требует дополнительного увеличения веса.

В верхней части скважины показания датчика фазовых соотношений совпадают с аналогичными измерениями в скважине № 28, что дало основание принять концентрацию газоконденсата в потоке, равной 1 % (к сожалению, на месторождении нет условий для калибровки прибора в чистом газе без конденсата при соответствующем давлении).

В соответствии с принятым предположением ниже, в 4" части лифта, содержание конденсата в потоке скачком возрастает до 10 — 13% и в этих пределах удерживается по всей длине. Разброс показаний, как видно из графика, несколько уменьшается с глубиной.

Увеличение диаметра труб при переходе от 2,5" арматуры к 4" лифту приводит и к скачкообразному изменению скорости потока, которая во второй части лифта от устья до 1700 м флуктуирует около значений 130—135 см/сек (точки в правой части графика). При анализе рис. 2 надо иметь в виду, что показания индикатора фазовых состояний соответствуют мгновенным значениям объемных концентраций, а показания измерителя скоростей усреднены по 10-сек интервалам для каждого сечения скважины.

По диагонали рисунка расположены точки в виде треугольников и крестиков, указывающие на почти линейный рост давления и температуры с глубиной. Оба эти параметра характеризуют термодинамическое состояние системы.

На 1700 м давление падает примерно на 17 атм. и температура на 17°C. Учитывая высокое содержание конденсата в потоке, не приходится удивляться такой большой потере напора, так как на долю потерь на трение остается не более 2 атм.

Высокий дебит и большая скорость потока обуславливают малое время контакта поднимающегося потока газа с окружающими скважину породами и тем самым небольшую теплоотдачу в грунт. Периодический разброс точек по температуре указывает на наличие волнообразного характера сжатия в потоке, связанного, повидимому, также с флуктуациями объемного содержания конденсата.

Последнее утверждение подтверждается конфигурацией кривых температуры и объемной концентрацией конденсата в нижней 5" части лифта скважины. По мере приближения к забою начинаются волнообразные нараста-

кривой и скорости потока, которая в этой части скважины в соответствии с изменившимся диаметром труб падает до 95—105 см/сек. Более подробно картина распределения параметров потока в призабойной части скважины дана на рис. 3. Обозначения на нем остались те же.

В первую очередь на этом рисунке следует отметить достаточно четкую корреляцию кривых объемного содержания конденсата и скорости потока. При увеличении процентного содержания выпавшего конденсата скорость потока падает. Это объясняется тем, что конденсат как жидкая, более вязкая и тяжелея фаза за счет оседания уменьшает среднюю скорость движения потока, измеряемую крыльчаткой. Наиболее сложен анализ кривых в зоне притока. Как видно из рис. 3, в скважине в той или иной степени работают все три перфорированных интервала, но участие их в общем дебите газа неодинаково.

В нижнем интервале перфораций — от 2119 до 2126 поступление газа наблюдается лишь над самым зеркалом воды (2123—2124 м) в очень ограниченном количестве, не превышающем 5% общего дебита.

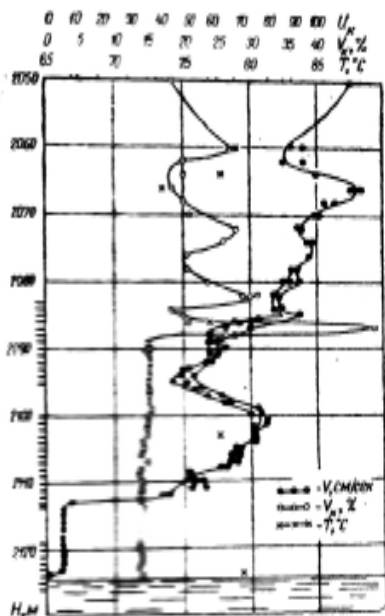


рис.3. Данные по распределению скорости, объемного содержания конденсата и температуры потока на забое СКВ №4. Стрелками указаны зоны перфорации обсадной колонны

Основной приток сосредоточен в интервале 2100 -2113,5 м (60—80 %). Но и в нем можно выделить отдельные более продуктивные зоны (2100—2102, 2104-2105, 2108-2109 и особенно 2112-2113 м). Интерпретация профиля притока верхнего интервала перфораций затруднена обилием конденсата и его оседанием. Бесспорно, приток имеется в интервале 2090—2093 м. Выше него висит на восходящем потоке газаоблако конденсата. Между верхним и средним

интервалом перфорации (2095 — 2100 м) концентрация жидкой части потока остается почти неизменной, и наблюдаемое там изменение скорости потока связано, по —видимому, с уменьшением турбулентности и вихревой струйности течения, максимум которой наблюдается против средней, наиболее интенсивной по дебиту зоны притока.

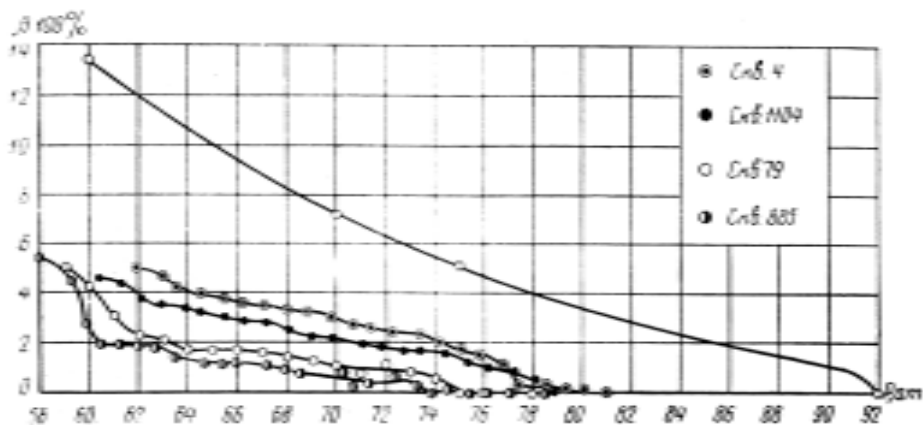
Недостаточных опыт измерений в действующих газоконденсатных скважинах не позволяет пока дать более точную интерпретацию показаний приборов. Аналогичное замечание можно сделать и по количественным данным содержания жидкой фазы в потоке. Измеритель фазовых соотношений калибровался по показаниям приборов в верхней части лифта скважины № 28, где содержание конденсата было принято равным 1 «и по объему. Эти показания подтвердились и в 2,5» части лифта скважины № 4. Однако общее содержание конденсата в 4” колонне при скорости потока 130 см/сек уже равно 10—13 %. В 5” колонне оно в среднем возрастает до 20% при скорости около 1 м/сек. В зоне притока, где локальные скорости движения газовых струй велики, снова падает сначала до 15%, а затем до 14 %, и эта концентрация удерживается до самого зеркала воды. Калибровка прибора для чистого конденсата проводилась на поверхности. Полученные значения совпадают с данными на забое скважины № 28, где по предположению возможно скопление чистого конденсата. Однако из-за недостаточной изученности особенностей работы газоконденсатных скважин ошибки в количественной интерпретации возможны. Правильность качественных или относительных данных, т. е. самого хода кривых, не вызывает сомнений.

О ДАВЛЕНИИ НАСЫЩЕНИЯ В ДЕЙСТВУЮЩЕЙ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЕ*

Давление насыщения $P_{\text{нас}}^{\text{равн}}(T)$ для нефти данного месторождения определяется в лабораторных условиях по началу газовыделения из глубинной пробы в бомбе PVT. Это термодинамически равновесное значение зависит от парциальных давлений различных компонентов, входящих в состав попутного газа при плоской границе раздела ме. $P_{\text{нас}}^{\text{равн}}(T)$ ми. Последнее обстоятельство подтверждается тем, что величина $P_{\text{нас}}^{\text{равн}}(T)$ будет примерно одинакова независимо от того, определена ли она по началу выделения газа из нефти или по окончанию его растворения в ней [4].

Экспериментальные исследования [2, 3], проведенные в действующих нефтяных скважинах, показали, что давление насыщения, определенное в условиях быстротекущего по лифтовым трубам потока, меньше того значения, которое было определено для этой же нефти в бомбе PVT, на 10–20%.

В качестве примера на рисунке приведены начальные участки кривых разгазирования нефти в бомбе PVT и в различных скважинах Ромашкинского месторождения в Татарии. Из сопоставления этих кривых видно, что газовыделение в действующих нефтяных скважинах начинается при значительно меньших давлениях, чем в бомбе PVT. Форма кривой этих начальных участков примерно сохраняется, происходит лишь сдвиг по шкале давлений.



* Сб. "Разработка нефтяных месторождений" Труды ВНИИ, т. XXV, Гостоптехиздат, 1959, с. 122–125.

Учитывая, что выделение газа в потоке имеет свои особенности по сравнению с разгазированием в бомбе PVT, можно предположить, что на возникновение разности в величине давления насыщения влияют две причины: во-первых, некоторое пересыщение нефти газом и, во-вторых, различие в кривизне поверхности раздела между газовой и жидкой фазами.

Анализ кривых разгазирования показывает, что первая причина не имеет существенного значения. Действительно, если бы было значительное пересыщение нефти газом, то, как это следует из теории, после возникновения новой фазы рост ее шел бы весьма интенсивно и система быстро достигла бы равновесных значений. В рассматриваемом случае это означает, что величина давления насыщения в скважине была бы занижена по сравнению с той же величиной, определенной в бомбе PVT, но после начала газовыделения объемная газонасыщенность быстро достигла бы равновесного значения и в дальнейшем обе кривые совпали бы. Из рисунка видно, что в действующих скважинах этого не происходит. Начальные участки кривых разгазирования в статических и динамических условиях почти параллельны, что свидетельствует о том, что пересыщение, если оно и есть, примерно одинаково в обоих случаях.

Дальнейший анализ хода кривых равновесного разгазирования и газовыделения в скважине показывает, что параллельность кривых имеет место не только в начальном участке, но и по всему стволу лифтовой колонны [3]. Лишь в предпустевом участке у некоторых скважин при хорошо развитой коалесценции газовых пузырьков, когда размер их достигает больших значений и средняя кривизна поверхности раздела между фазами становится малой, кривые сближаются [3].

Рассматривая кривые на рисунке, можно сделать еще одно заключение, противоречащее гипотезе о том, что разница между давлениями насыщения в бомбе PVT и в скважине возникает за счет пересыщения нефти газом. При снижении дебита происходит соответствующее уменьшение температуры и скорости потока [2]. Более медленный подъем нефти по лифтовым трубам приближает условия разгазирования в скважине к статическим условиям бомбы PVT. Казалось бы, что в этом случае с уменьшением скорости потока имеющаяся разница в пересыщении нефти должна убывать. В реальных условиях начальные участки кривых разгазирования со снижением скорости потока расходятся.

На основании приведенных расхождений можно не учитывать первую причину и считать, что в основном расхождение в давлениях насыщения, определенных в лабораторных условиях и в скважине, возникает в результате различной кривизны поверхности раздела между газом и жидкостью.

При достижении нефтью насыщения по отношению к растворенному в ней газу вновь появляющейся газовой фазе для перехода в новое состояние необходимо преодолеть сопротивление жидкой среды, препятствующей образованию новой поверхности раздела. Так как газ появляется в нефти в виде отдельных сферических пузырьков, то дополнительная сила, необходимая для образования новой

поверхности и выражающаяся в некотором добавочном давлении Δp , умноженном на площадь сечения пузырька, равна поверхностной энергии и, умноженной на наибольший его периметр. Если обозначить через r радиус возникшего пузырька, а через δ поверхностное натяжение нефти на границе с газом, то можно записать:

$$\pi r^2 \Delta p = 2\pi r \delta \quad (1)$$

откуда:

$$\Delta p = \frac{2\delta}{r} \quad (2)$$

т.е. получается хорошо известный частный случай формулы Лапласа для давления внутри пузырька. Исходя из этого, для появления новой фазы при разгазировании нефти необходимо дополнительное снижение давления в системе на величину Δp по отношению к истинной величине $p_{\text{нас}}^{\text{равн}}$. Таким образом, наблюдаемое давление насыщения будет равно:

$$p_{\text{нас}}^{\text{наб}} = p_{\text{нас}}^{\text{равн}} - \Delta p \quad (3)$$

При разгазировании пробы в бомбе PVT разница между наблюдаемым и истинным или равновесным значением очень велика. Достаточно нескольким флуктуационным газовым пузырькам подняться в верхнюю часть камеры и, слившись, образовать там газовую шапку размером 1 мкм, чтобы Δp стало пренебрежимо малой величиной в несколько десятых атмосферы. Уже при таком размере газовой шапки границу раздела между фазами можно считать плоской.

Несколько иная картина наблюдается в скважине, где в результате динамики потока нет реальных условий для образования газовой шапки и соответственно плоской границы раздела между двумя средами. Если исключить флуктуационные пузырьки, число которых относительно невелико, то основная масса попутного газа в скважине начинает выделяться из нефти при условиях, определяемых уравнением (3). Очевидно, что наблюдаемое в этом случае динамическое давление насыщения при одном и том же составе нефти будет, кроме температуры, зависеть еще от поверхностного натяжения и радиуса возникающих пузырьков. Правда, последний, видимо, будет в сильной степени зависеть от величины r , которая в свою очередь также зависит от температуры. Окончательно уравнение (3) для скважины можно записать в виде:

$$p_{\text{нас}}^{\text{дин}}(T, \delta, r) = p_{\text{нас}}^{\text{равн}}(T) - \Delta p(\delta, r) \quad (4)$$

Динамическое давление насыщения — это все то же термодинамически равновесное значение, лишь учитывающее кривизну поверхности раздела между фазами. Для данной скважины, а при усло-

вию однородности нефти и для всего месторождения, величина $p_{\text{нас}}^{\text{равн}}$ постоянна. Для Шакинского месторождения $p_{\text{нас}}^{\text{равн}}$ примерно на 15% ниже $p_{\text{нас}}^{\text{равн}}$. Так как величина $p_{\text{нас}}^{\text{равн}}$ в пределах месторождения не сколько меняется, убывая от шапки к периферии, то соответственно уменьшается и $p_{\text{нас}}^{\text{равн}}$.

Наличие постоянной величины Δp в скважинах, кроме прямых измерений, подтверждается и другими фактами. Из нефтепромысловой практики, например, хорошо известно, что глубинная проба, взятая в скважине при давлении на 10–15% меньше, чем $p_{\text{нас}}^{\text{равн}}$, получается качественной, т.е. она по своему составу не отличается от пробы, взятой при давлении, большем, чем $p_{\text{нас}}^{\text{равн}}$.

Другим подтверждающим примером могут служить опыты по снижению забойного давления ниже давления насыщения. В работе М. Т. Золоева, С.А. Лебедева и В. Ф. Усерегин отмечено, что при снижении $p_{\text{заб}}$ на 10–15% ниже заметных изменений в $p_{\text{нас}}^{\text{равн}}$ проницаемости призабойной зоны не сходит. С.Х. Багдасаров также отмечает, что при такой разнице между забойным давлением и давлением насыщения, газ в затрубное пространство не поступает. Газ начинает выделяться в призабойной зоне только при более значительном снижении давления.

Дальнейшие опыты по изучению динамического давления насыщения в скважинах позволят уточнить величину Δp для различных месторождений и выяснить характер его поведения в зависимости от различных параметров и условий эксплуатации.

Литература:

1. Костерин С. И., Рубанович М. Н. Известия АН СССР, ОН, № 7, 1985, 1949.
2. Непримеров Н. Н., Шарагин А. Г. Ученые записки КГУ, т.117, кн. 3, 1957.
3. Непримеров Н. Н. Экспериментальные исследования некоторых особенностей добычи

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящий III том вошли материалы посвященные двум темам: глубинным дистанционным приборам для исследования скважин и пластов, а так же детальному исследованию фонтанного лифта действующих скважин.

По второму вопросу полученные материалы измерений были настолько полными и всеобъемлющими, что за прошедшие 45 лет со дня их публикации ничего нового в литературе о работе фонтанного лифта скважин не появилось! Они должны войти в учебники.

Что касается прибора и методик измерения, то автор продолжал их совершенствование на протяжении всех лет. К 2003 году произошли значительные изменения по всем статьям.

а) Датчики параметров. Давление. Вместо сильфонов стали использоваться твердотельные датчики в виде мембран с напыленными на них структурной планки с большим омическим сопротивлением.

Температурный датчик остался твердым, только вместо варикондов и термосопротивления стало использоваться свойство алмаза менять свои параметры от температуры.

Дебит или скорость потока не претерпели существенные изменения датчиком по-прежнему служит разгруженная гидродинамическая вертушка с определенным шагом. Изменились лишь материалы, из которых она делается и вместо открытого перекидного магнита используются «Герконы».

Для измерения фазового состояния потока по-прежнему служит диэлектрическая постоянная смеси, только теперь эти приборы получили название влагомеров.

б) Канал связи и кабель. Из трех видов связи датчиков с регистрирующим терминалом на поверхности аналоговой, частотной и цифровой, последний вид вытесняет предыдущие, обладая наибольшей помехоустойчивостью.

Тонкие, прочные, нефтеводостойкие кабели, также претерпели серьезные изменения. Сталь в качестве токопроводящих и грузонесущих жил используется только в самых дешевых марках. Внутри осталась изолированная фторопластом жила из сплетенных медных проволок. В качестве грузонесущей составляющей сталь заменена кевларовой нитью, нефтеводостойкой и обладающей очень высокой прочностью на разрыв. Сверху шланг из полиэтилена низкого давления, фторопласта 40 ш при измерениях в скважинах с температурой более 150°С. Кладется чистый фторопласт(тетрафторэтилен).

Такие кабели работают до глубин в 5 км, при диаметре - 3 мм и усилие на разрыв порядка 500 кг.

в) Лебедка для спуска и подъема кабеля с прибором. Она стала малогабаритной, легкой с программным управлением от бортового компьютера. Вес менее 100 кг. Питание от электрической сети, либо от переносной электростанции.

г) Приемник сигналов на поверхности. В этом качестве выступает ноутбук. Компьютер не только задает режим работы лебедки, принимает сигнал от глубинного прибора, но и преобразует его с выдачей на дисплей искомой информацией, либо в зависимости от глубины спуска прибора с датчиком, либо во временном масштабе. Вся работа по измерению зависит от качества программы введенной в компьютер.

На начало XXI века промысловые измерения, для контроля и управления разработкой нефтяных и газовых месторождений не получил еще должного распространения и многие важнейшие свойства системы пласт–скважина остаются недоступными для разработчика.

д) Исследовательская станция монтируется на малогабаритных вездеходах, автомашинах УАЗ или Садко. Есть и вертолетные варианты.

С 2001 года на базе разработок КГУ части станции поставляет на рынок фирма «Татгеотех».

Послесловие

Открытие электрокинетических явлений в стволе скважины имело важные последствия. Через несколько месяцев после выхода моей монографии “Особенности добычи парафинистой нефти” произошел взрыв скважины № 4900 на Ромашкинском месторождении. Погиб оператор. Я был включен, как физик-эксперт, в состав комиссии по расследованию причины взрыва. Мое определение заключалось в том, что взрыв произошел при пуске скважины, которая с вечера была поддута компрессором УКП-80 в затрубное пространство, где и образовалась взрывчатая смесь нефтяных газов с воздухом. Толчком стал пуск скважины. Однако это мнение эксперта было проигнорировано по простой причине: в скважине не может быть электричества!?

Через некоторое время взорвалась другая скважина в полной аналогии с первой. Снова погиб оператор. На этот раз в заключение комиссии было записано мое особое мнение, а причину искали в пирофосфорных соединениях.

И только, когда взорвалась третья скважина № 5061, погибли два оператора по исследованию скважин, а шофер был искалечен, электрокинетические явления были признаны. Последовал приказ по объединению “Татнефть” запрещающий осваивать простаивающие скважины компрессором и взрывы прекратились!

Сейчас в объединении существуют “азотные станции” для освоения скважин, а об электрокинетических явлениях забыли вместе с заменой фонтанного лифта на механизированную добычу нефти.

Литература

1. Непримеров Н.Н. и Шарагин А.Г. Исследование скважины и разработка превентивных методов борьбы с парафином. Уч. Записки КГУ, т. 117 кн. 1957.
2. Непримеров Н.Н. Экспериментальное исследование некоторых особенностей добычи парафинистой нефти. Изд. КГУ, 1958.
3. Непримеров Н.Н., Шарагин А.Г. Особенности внутриконтурной выработки нефтяных пластов. Изд.КГУ, 1961.
4. Пудовкин М.А. Влияние закачки холодной воды на поле температур нефтяного пласта. Сб. «Вопросы усовершенствования разработки нефтяных месторождений Татарин, Изд. КГУ, 1962.
5. Шарагин А.Г. Комбинированные дистанционные приборы для исследования нефтяного пласта и скважин. Сб. Вопросы усовершенствования разработки нефтяных месторождений Татарии. Изд. КГУ, 1962.
6. Комаров С.Г. Техника промысловой геофизики, Гостоптехиздат, 1947.
7. Закс Н.А. Основы экспериментальной аэродинамики. Оборонгиз 1953.
8. Термен Ф., Петтит Д. Измерительная техника в электронике. ИЛ, 1956.
9. Чернов Б.С, Базлов М.Н. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. Гостоптехиздат, 1953.
10. Сушилини В.А. Нефтепромысловые глубинные измерения, Гостоптехиздат, 1958, И.Яковлев В.П. Оператор по исследованию нефтяных скважин. 1-е издание. Гостоптехиздат, 1952. II издание-Гостоптехиздат 1959.
12. Петри А.И, Дробах В.Т. Измерения давлений и расходов жидкостей и газа на нефтяных промыслах, Гостоптехиздат, 1959.
13. Иванов М.М. Новости нефтяной техники. Серия Нефтепромысловое дело, вып.5, стр.26, 1952.
14. Исакович Р.Я. Контрольно-измерительные приборы при добыче нефти. Гостоптехиздат, 1954.
15. Иванов М.М. Новые глубинные манометры УФНИИ для исследования скважин. Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. Материалы межвузовского совещания по вопросам новой техники в нефтяной промышленности, т.1, Гостоптехиздат, 1958
16. Иванов М.М. Проектирование и изготовление новых приборов. Научно-технический сборник по добыче нефти, № 2, ВНИИ. Гостоптехиздат, 1959.
17. Тучирин А.М. Электрические измерения неэлектрических величин. Госэнергоиздат, 1951.
18. Измерение механических величин электрическими методами, Сб. работ под ред. Пригороварского Н.И., Машигиз, 1952.
19. Байда Л.И., Добротворский Н.С. и др. Электрические измерения. Госэнергоиздат,

1954.

20. Яковлева Б.А. Относительно термометрии на одножильном кабеле, Т.Н., 6, 1969.

21. Сканава Г.И. Физика диэлектриков, ГИТТЛ, 1949.

22. Кенциг В. Сегнетоэлектрики и антисегнетоэлектрики, ИЛ, 1960. 23. Сушилин В.А. Новиков Н.П. Разработка и исследование глубинных дебитометров и расходомеров. Труды ВНИИ, вып. XIII. Гостоптехиздат, 1958.

23а. Новиков И.П., Сушилин В.А. Разработка и усовершенствование методов определения притока и поглотительной способности скважины. Научно-технический сборник по добыче нефти № 2, ВНИИ. Гостоптехиздат, 1959.

24. Глумов И.О., Кривоносов И.В., Оленев В.И. Глубинный расходомер конструкции Тат. НИИ. Труды ТатНИИ, вып. 1, Бугульма, 1959

25. Кремлевский П.П. Расходомеры, Машгиз, 1955.

26. Лукьянов Е.П. Измерение малых скоростей жидкостных потоков с помощью термосопротивлений. Труды ТатНИИ, т. 3, 1961.

27. Тривус Н.А., Виноградов К.В. Исследование нефти и газа в пластовых условиях. Азнефтеиздат, 1955.

28. Котяхов Ф.И. Основы физики нефтяного пласта. Гостоптехиздат, 1956.

29. Оркин К.Г., Кучинский П.К. Физика нефтяного пласта, Гостоптехиздат, 1956.

30. Фокеев В.М. Известия АН СССР, ОТН № 1, 1950.

31. Бриджмен П.В. Физика высоких давлений, ОНИ, 1935.

32. Бриджмен П.В. Новейшие работы в области высоких давлений, ИЛ, 1948.

33. Michels A. Michels C. Phil. Mag, 13, 1192, /1932/

34. Uhling H.H., Kizcwoode. O. Keves F.G. I. Chem. Phys. 1. 1955 /1933/.

35. Keves F.G. Onclev I.L. Chem. Rev. 37. 1338/1931/ 36. Bzoxon I.W. Phys. Rev. 37. 1338/1931/.

37. Максвелл Д.К. Трактат об электричестве и магнетизме, ГТИИ, 1954. Избранные сочинений по теории электромагнитного поля, ГТИИ, 1954. 38. Bayleigh. Philosophical Megasine 34, 481/1892/ 39. Logenz L. Wied.. Ann. II. 641/1880/ 40. Logentz H. Wied. Ann. II. 641/1880/

41. Oilendorf F. Potentiolfelder der Elektrotechnik, Spinger, Bezin, 1932. Bezeichnung magnetischer Feldez, Sprinder, Wein, 1952.

42. Lichtetcker K. Phys. Ls. 25. 172 n 193/1924/, 28, 417/1927/30. 805/1929/.

43. Оделевский В.И. ЖТФ, 21, 667 и 668 (1951)

44. Кондорский Е.И. Изв. АН СССР, сер. Геофиз. т. 14, 294 (1950)

45. Григорьев М.Н. КИРКО И.М. ДАН ССР т. 102, № 4, 773 (1955)

46. Фрадкин Б.М. Борн. Трудов МЭИ, вып. 14, 95 (1950)

47. Неколов В.С. Определение содержания воды в нефти приборами конденсаторный датчиками. Обзор литературы 1956-1959г. Химия и технология топлив и масел, № 1 стр. 67, 1960.

47а. Моисеенкова И.Г. Использование метода электрической емкости (диэлектрической постоянной) для измерения содержания воды в эмульсиях и песках. Научно-технологический сборник по добыче нефти №II, ВНИИ. Гостоптехиздат, 1961. 48. КУБЛАНОВСКИЙ Л.Б. Автоматизация и телемеханизация добычи нефти. Гостоптехиздат, 1958, стр.143 (вывод зависимости % H₂O от ЕЕ)

49. Лукьянов Е.П. Автоматизация контроля за обводненностью скважин. Татарская нефть, № 3. 1959.

50. Каламкар В.А., КРЫЛОВ А.П. ТРЕБИН Ф.А., Нефтяное хозяйство №4, 1960.

51. Мозжухин П.В. Эксплуатация сооружений и оборудования законтурного заводнения нефтяных пластов. Гостоптехиздат, 1955.

52. Аппельцин И.Э. Подготовка воды для нагнетания в нефтяные пласты. Гостоптехиздат, 1960.

53. Чернов Б.С., Базлов В.М., Жуков А.И. Гидродинамические исследования скважин. Гостоптехиздат 1960.

54. Базиев В.Ф., Литвинов А.А., Свищев Б.С., Свежинцев В.И. Формы индикаторных диаграмм по скважинам, эксплуатирующим одновременно несколько пластов. Тат. Нефть № 4, 1960.

55. Абдуллин Ф.С. Нефтяное хозяйство, № 1, 1958.

56. Бучин А.Н., Дорохов О.И. К вопросу о выборе времени и условий выключения из эксплуатации обводнившихся скважин при разработке нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления. Разработка нефтяных залежей и динамика пласта. Тр. ВНИИ, т. XXVII, Гостоптехиздат, 1960.

57. Борисов Ю.П., Орлов В.С. Влияние учета непершиневого вытеснения нефти водой в гидродинамических расчетах процесса разработки месторождения. Труды ВНИИ, т. XXVIII, Гостоптехиздат 1960.

58. Куранов И.Ф. Вытеснение нефти в слоистом пласте. Труды ВНИИ т. XXVIII, Гостоптехиздат, 1960.

59. Баишев Б.Т. Функция распределения проницаемости и учет неоднородности пласта при проектировании разработки нефтяных месторождений. Труды ВНИИ, т. XXVIII. Гостоптехиздат, 1960.

60. Рзабеков З.Ф., Мелик-Асланов Л.С., Аванесов В.Т. К изучению процессов вытеснения нефти из пористой среды. Труды ВНИИ, т. XXIV, Гостоптехиздат.

61. Jamin J.C.C.R. Akad. Paris 172, 1860.

62. Шейдеггер А.Э. Физика течения жидкостей через пористые среды Гостоптехиздат, 1959.

63. Иванова М.М. Нефтеотдача в условиях литологической неоднородности продуктивного

горизонта. *Тр. ВНИИ вып. XXIV (исследования нефтеотдачи пластов). Гостоптехиздат, 1959.*

64. Лысенко В.Д. Азаматов В.И. Оценка величины утечки нефти через малопроницаемый изолирующий пласт при повышенном давлении нагнетания. *Тат. Нефть, № 3, 1961.*

65. Кульчицкая Ю.К. Литвинов А.А. Исследование скважин методом гидропрослушивания, *Тат. Нефть, № 3, 1960.* 66. ЧОЛОВСКИЙ И.П., КИНЗИКЕЕВА Н.П. Методика выделения пластов горизонта Д1 *Тат. Нефть, № 4, 1960.*

67. Робинзон Е.А. Нефти Татарской АССР. Изд. АН СССР, 1960.

68. Сергиенко С.Р. Высокомолекулярные соединения нефти. Гостоптехиздат, 1959.

69. Сергиенко С.Р. Высокомолекулярные вещества нефти. *Итоги науки. Химические науки, т.2. Химия нефти и газа, АН СССР 1958.*

70. Бабалян Г.А. Вопросы механизма нефтеотдачи. *Азнефтеиздат, 1955*

71. Желонкин А.И. Пластовые нефти горизонта Д1 Ромашкинского месторождения. *Татнефть № 4, 1960.*

72. Антонов Д.А. Экспериментальное определение коэффициента сжимаемости песчаников. *Вопросы разработки нефтяных месторождений. Тр. Уф. НИИ, т.II, Гостоптехиздат, 1957.*

71. Million, Denekas, Fzanz. I.c. *Jnd. Chem. 43, 1165, 1951.* 72. Dinning, Mooge, Denekas. *Jnd. Eng. Chem. 45, 1759, 1953.*

75. Беньковский В.Г., Пилявский Р.А. Коллоидный журнал, I 6, 401, 1951.

76. Лютин Л.В., Бурдынь Т.А. Вопросы техники добычи нефти. *Тр. ВНИИ т.XIII, Гостоптехиздат, 1958.*

77. Максимович Г.К. Свойства нефтяных пластов. Гостоптехиздат, 1949, См. также *Нефт. хозяйство № I, 1951.*

78. Котяхов Ф.И. Влияние воды на приток нефти при вскрытии пласта Гостоптехиздат, 1940. См. также *Труды совещания по развитию научно-исследовательских работ в области вторичных методов добычи нефти. Изд. ан. Азерб. АССР, 1953.*

79. Bennent C.P. Dood G.G. Bartel F.E. *The Oil and Gas J. 41 and 27, 1942.*

80. Terreu P.D. *The Oil and E.E. 42, 27, 1943.* 81. Cohoun J.C. *The Oil and Gas J. 48, 4, 1949.*

82. Кисляков Ю.П. Орлинский Б.М., Полюх Р.М. Особенности обводнения пласта Д1 Юго-восточного крыла Гуймазинского месторождения. *Тат. Нефть, № 4.*

83. Юсупов М.З. Из опыта работы Лениногорской промыслово-геофизической конторы. *Тат. Нефть, № 5, 1960.*

84. Бегиев Ф.А., Иванова М.М. и др. Новые задачи в разработке Ромашкинского нефтяного месторождения. *Татарская нефть, № 7 1959.*

85. Литвинов А.А. Некоторые вопросы определения параметров кол лекторов и скважин по промысловым данным. *Тат. Нефть, № 3-4, 1959.*

86. Андреев В.П., Бережной А.И. и др. Результаты применения способа Там. НИИ по улучшению качества вскрытия продуктивных пластов. Там. нефть № 1, 1960.
87. Винарский М.С. Использование ПАВ для улучшения качества вскрытия продуктивного горизонта на Ромашкинском месторождении. Там. Нефть, № 4, 1960. 88. АМИЯН В.А. Повышение производительности скважин. Гостоптехиздат, 1961.
89. Применение поверхностно-активных веществ в нефтяной промышленности. Труды Первого Всесоюзного совещания по применению ПАВ в нефтяной промышленности и их производству. Гостоптехиздат, 1961.
90. Щелкачев В.И. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме, Гостоптехиздат, 1959.
91. Чекалюк Э.Б. Основы пьезометрии залежей нефти и газа. ГИТЛ УССР, Киев, 1961.
92. Молокович Ю.М., Непримеров Н.Н. К вопросу о расстановке скважин при внутриконтурной выработке нефтяных пластов. Сб. Вопросы усовершенствования разработки нефтяных месторождений Татарии. Изд. КГУ, 1962.
93. Султанов С.А., Вахитов Г.Г. Опыт разработки Павлинского нефтяного месторождения, Там. книгоиздат, 1961.
94. Непримеров Н.Н. Влияние динамики разработки месторождения на вертикальный профиль приемистости нагнетания скважины. Сб. Вопросы усовершенствования разработки нефтяных месторождений Татарии. Изд. КГУ, 1962.
95. Дорохов О.И., Полуян И.Г. Султанов С.А. Крупнейший промысленный опыт на Бавлинском нефтяном месторождении. Нефтяное хозяйство № 3, 1959.
96. Абдуллин Ф.С., Фахреев И.А. Исследование приемистости нагнетательных скважин. Нефтяное хозяйство № 6, 1961. Расходомер с турбиной. Профили приемистости.
97. Исследования нефтеотдачи пласта. Тр. ВНИИ, вып. XXIV. Гостоптехиздат, 1959.
98. Султанов С.А., Полуян И.Г., Дорохов О.И. Оценка нефтеотдачи пласта Д1 Бавлинского нефтяного месторождения. Татарская нефть, №3, 1961.
99. Murgby B. Увеличение темпа заводнения способствует получению большего количества нефти. The Oil and Gas J. 1957, т. 55 № 7, стр. 145.
100. Wright F.F. Эффективность высокого темпа закачки вода. J. Petrol Technol; 1958. X, 10, 12.
101. Пермяков И.Г., Гудок Н.С. О целесообразности разработки нефтяных месторождения при высоких темпах извлечения нефти. Нефтяное хозяйство, №6, 1961.
- 101а. Сафронов С.В. и др. Об интенсификации добычи нефти на Ромашкинском месторождении в 1960-1970 г.г. Научно-технический сборник по добыче нефти, №11, ВНИИ. Гостоптехиздат,
- 101 б. Сазонов Б.Ф. О рациональной системе разработки нефтяных залежей в стадии сильной обводненности. Научно-технический сборник по добыче нефти, ВНИИ № 6, Гостоптехиздат, 1959.

101в. Сазонов Б.Ф. Увеличение нефтеотдачи пласта при форсированном отборе жидкости. Научно-технический сборник по добыче нефти ВНИИ, № 5. Гостоптехиздат, 1959.

101г. Максимович Г.К. Технологические основы метода форсированного отбора жидкости из обводненных пластов. Нефтяное хозяйство, № 1, 1954.

102. Howe W.F, Kamos J. Селективная закупка призабойной зоны нагнетательных скважин. *Petrol Technol*, 1958, IX, 10,1 стр. 17с,

103. Муравьев И.М., Репин Н.Н., Мошин С.Ф. Некоторые особенности притока пластовой жидкости после остановки фонтанных скважин. Нефтяное хозяйство, № 1, 1959.

104. Муравьев И.М. Евдокимов С.Е., Цибульский Г.Л., Чернов Б.С. К анализу методов отработки кривых изменения давления в нефтяных скважинах. Нефтяное хозяйство, № 3, 1961.

105. Блинов А.Ф. Влияние сепарации газа в стволе скважины после ее закрытия на процесс восстановления давления. Труды Тат.НИИ т.3. 1961. Автор указывает на рост P после отсечения потока и лопанья газовых пузырьков и, как следствие, перетоки из лифта в затрубное пространство и наоборот.

106. Блинов А.Ф. Определение параметров призабойной зоны нагнетательных скважин по кривым восстановления давления. Труды ТАТНИИ, т.3, 1961.

107. Pitzer S.C. Сравнение теоретических кривых восстановления давления с кривыми, снятыми на забое остановленной скважины *J. Petrol Technol*, т. II, 8, 49, 1959.

108. Новые методы повышения нефтеотдачи *The Oil and Gas J.* 1957, 55, №10, 96. Вытеснение нефти растворителями) вал из бутана и сухой газ, б) возврат попутного газа, обогатенного бутаном или пропаном, г) газ очень высокого давления.

109. Вытеснение нефти нагнетанием в пласт пропана. *Petrol Eng.* 1957, т.29. № 8, стр. В-84.

110. Новые методы увеличения нефтеотдачи *Clagk M.J., Petrol Ing.* 1957 т.29, №10 В-21. 1) Нагнетание в пласт воды; 2) сжиженного нефтяного газа; 3) сухого газа.

111. Schnake C. Закачка сжиженных нефтяных газов в нефтяные пласты. *World Oil*, т. 146, №5, стр. 201.

112. Blakey M. Нагнетание в пласт сжиженного нефтяного газа. *The Oil and Gas. J.* 1959. т, 57, 1 28, стр. 72.

113. Stegdivand W.C. Пробная закачка пропана в нефтеносный пласт в западном Техасе. *J. Petrol Technol* 1959. т. II, №5, стр. 27.

114. Harbert L.L. Закачка сжиженного нефтяного газа в продуктивные отложения на участке Лакота. *B.J. Technol.*, 1959, т. 11, № 7, стр. 26.

115. Torrey P.D. Новые методы повышения нефтеотдачи. *Producers Monthly* 1958, 22, № 3, стр. 27. 1) Образование ПАВ за счет CO_2 2) Газ высокого давления 3) Конденсация газа в нефти 4) Нагнетание инертных газов 5) Газом от кровли к подошве 6) Термометоды 7) ПАВ.

116. Соок А.В. Новый метод нагнетания газа с целью получения дополнительного количества

нефти VI, т. 114, № 7 стр.224. Переменная закачка газа и затем отбор его с нефтью.

117. Новые методы добычи нефти с использованием смесишающегося с ней агента. *The Oil and Gas J.* 1958, т.56, №50 стр.78.

118. Использование карбонатной вода для повышения нефтеотдачи пласта. *Producers Mounthly*, 1958, т.22, № 4 стр.10.

119. В1еаклу N.B. Нагнетание в нефтяные пласты карбонатной воды. *The Oil and Gas.* 1959, т.57, № 29, стр.76.

120. Закачка в залежи нефти карбонатной воды *The Oil and Gas, I.* 1957, т.55, №35, стр.88.

121. Аликишебекова Т.М. Тепловое воздействие на истощенные нефтеносные пласты методом создания фронта горения в них *Известия АН СССР, сер. ФМ и технических наук*, 1960, № 2стр. 167-178.

122. White P.D., Moss J.T. Успех первого в восточном Техасе опыта по извлечению нефти при помощи внутрипластового горения. *The Oil and Gas J.* 1960, 58, №2, стр. 102-104.

123. Waltez H. Термическое воздействие на пласт при добыче нефти. *Erdocl Zeishrift* 1957, 73, № 11, стр. 263.

124. Vail G. Применение забойных нагревателей удваивает добычу нефти в Западной Виргинии. *Producers Mountsly* 1957, т.22, № 2, стр.30.

125. Океев В.М Об основных тепловых методах воздействия на пласт (обзор). *Научно-технич. сб. по добыче нефти ВНИИ* 1960, вып. 9 стр. 80-82.

126. Крылов А.П. Основные принципы разработки нефтяных залежей с применением нагнетания рабочего агента в пласт. *Труды МНИ*, вып. 12, *Гостоптехиздат*, 1953.

127. Крылов А.П. и др. Развитие теории и практики разработки нефтяных и газовых месторождений. V *Международный конгресс. Бурение скважин и добыча нефти и газа.* *Гостоптехиздат*, 1961.

128. Дементьев Л.Ф., Оноприенко В.П., Человский И.П. Подготовка нефтяных месторождений к разработке. *Тат, книгоиздат*, 1961.

129. Еронин В.А., Глузов И.Ф., Аугистова С.Х. Изменение содержания в нефти серы и смол при эксплуатации Ромашкинского месторождения. *Труды Тат. НИИ*, т.2 1961.

130. Юрин И.Я. О путях обводнения скважин подошвенной водой и методах ее изоляции. *Нефтяное хозяйство*, № 2, 1961.

131. Sommerton W. Некоторые тепловые свойства пористых горных пород. *J. PetroI, Technol.* 1958, 10, №5, стр.61.

132. Азаматова Н.Д., Батанова Г.Н., Бадьянова И.В. К вопросу уточнения стратиграфических границ в разрезе термической толщи девона Татарии. *Труды ТатНИИ*, т.3, 1961. Указывается, что Д1 и кыновские слои объединены в единый комплекс ритм-отложений.

133. Шапиро Д.А. Разделение нефтеносных и водоносных пластов и контроль за продвижением воды геофизическими методами. *Тат.нефть*, №3-4, 1959.

134. Пономарев К.И. Раздельная закачка воды в два пласта через одну скважину. *Тат, нефть*, № 1-2, 1959.
135. Чоловский И.П., Дементьев Л.Ф. Характеристика начального положения ВНК в горизонте Д1 Ромашкинского нефтяного место рождения. *Тат. нефть*, № 3, 1961.
136. Харьков В.А. Новый метод добычи безводной нефти из однородного пласта с подошвенной водой. *Тат. нефть*, № 3-4, 1959.
137. *Тат. нефть*, № 7, 1959.
139. Бегиев Ф.А., Иванова М.М. и др. О состоянии разработки Ромашкинского месторождения нефти. *Нефтяное хозяйство*, № 9, 1959.
140. Еронин В. А., Кинари А.И. Опыт освоения нефтяных месторождений Татарии. *Таткнигоиздат*, 1959.
141. Кульчицкая Ю.К., Литвинов А.А. Вопросы контроля за разработкой Ромашкинского нефтяного месторождения. *Тат, книгоиздат*.
142. Вахитов Г.Г., Султанов С.А., Оноприенко В.П. Принципы разработки Ромашкинского нефтяного месторождения и их осуществление, *Труды ТатНИИ*, т.3, 1961.
143. Еронин В.А., Иванова М.М., Чоловский И.П. Опыт разработки Ромашкинского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, № 10, 1961.
144. Сафронов С.В., Максимов М.И. и др. Контроль за разработкой нефтяных пластов горизонта Д1 на центральных площадях Ромашкинского месторождения, *Татарская нефть*, № 1-2, 1959.
145. Чекалюк Э.Б. Скорость распространения упругих деформаций в пористой среде. *Нефтяное хозяйство*. № 11 стр. 29-32, 1947.
146. Бузинов С.Н., Урмихин И.Д. Исследование пластов и скважин путем создания гармонических колебаний давлений и дебитов. Аннотации докладов Всесоюзного съезда по теоретической и прикладной механике, стр.51, Москва, 1960.
147. Бузинов С.Н., Урмихин И.Д. Исследование пластов и скважин при гармоническом законе возбуждения пласта. *Изв. АН СССР механика и машиностроение*, 1960, № 4.
148. Бузинов С.Н., Урмихин И.Д. К вопросу о периодической эксплуатации скважин. *НТС по добыче*, № 10, 1960. *Гостоптехиздат*.
149. Молокович Ю.М., Шкуро А.С. Вопросы усовершенствования разработки нефтяных месторождений Татарии, *Издат. КГУ*, 1962.
150. Бронштейн И.Н., Семендяев В.А. *Справочник по математике ГИТТЛ-1945*.
151. Г. Гаан. Влияние капиллярных сил на вытеснение нефти водой. *Международный нефтяной конгресс. Бурение скважин и добыча нефти и газа. Гостоптехиздат*, 1961.
152. Сургучев М.Л. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений платформенного типа. *Гостоптехиздат*, 1960.
153. Тимонин В. Ставка на передовую науку и практику. *Советская Татария*, 19 октября 1961.

154. Горохов Н.С., Максutow Р.А., Мельников Г.М. Технологические схемы оборудования для раздельной закачки воды и отбора нефти по отдельным пластам эксплуатационного горизонта Ромашкинского месторождения. Труды ТатНИИ, т. № 3, 1961.
155. Дахнов В.С. К вопросу учета и изучения глинистости коллекторов при осуществлении законтурного и внутриконтурного заводнения. Нефтяное хозяйство, № 4, 1961.
156. Султанов С.А. Полуян И.Г. Нефтяное хозяйство, № 11, 1959.
157. Кляровский Г.В. Влияние эффективности закачки воды на площадях Ромашкинского месторождения. Татарская нефть, № 10, 1960.
158. Пермяков И.Г. Разработка Туймазинского нефтяного месторождения. Гостоптехиздат, 1959.
159. Крылов А.П. Состояние теоретических работ по проектированию разработки нефтяных месторождений и задачи по улучшению этих работ. Опыт разработки нефтяных месторождений. Гостоптехиздат 1957.
160. Щелкачев В.Н. Анализ основ теории проектирования разработки нефтяных месторождений в условиях водонапорного режима и применение центрального внутриконтурного заводнения. Опыты разработки нефтяных месторождений. Гостоптехиздат, 1957.
161. Бегишев Ф.А., Мингареев Р.Ш., Полуян И.Г., Горюнов А.И. О предварительных результатах промышленного эксперимента на Бавлинском месторождении. Геология нефти и газа, № 6, 1959.
162. Щелкачев В.Н. Анализ современного состояния нефтедобычи и разработки нефтяных месторождений США. ГосИНТИ, Москва, 1961г.
163. Ладони А., Асти Б. Техничко-экономический анализ выбора расстояния между скважинами, V международный нефтяной конгресс Бурение скважин и добыча нефти и газа. Гостоптехиздат, 1961.
164. Фаттахов Б.З. О возможности дальнейшего совершенствования систем размещения скважин в условиях внутриконтурного заводнения. Труды ТАТНИИ, т.3, 1961.
165. Маскет Т.М. Физические основы технологии добычи нефти. Гостоптехиздат, 1953.
166. Мустафинов А.Н. Состояние и задачи научных исследований по нефтеотдаче пласта. Нефтяное хозяйство, № 10, 1961.
169. Огдасаров В.Г. Теория, расчет и практика эргазифта. Гостоптехиздат, 1947.
170. Шоу С.А. Теория и практика газлифта. Гостоптехиздат, 1948. водой. Международный нефтяной конгресс. Бурение скважин и добыча нефти и газа. Гостоптехиздат, 1961.
170. Шоу С.А. Теория и практика газлифта. Гостоптехиздат, 1948. 171. Гладков И.Т. Труды ГрозНИИ, т. № 6, 1948, т. 7-1949г., АНХ№6, 1956.
172. Архангельский В.А. Изв. АН СССР ОТН, № 9, 1955.
173. Лутошкин Г.С. Исследование влияния вязкости жидкости и поверхностного натяжения системы жидкость-газ на работу эргазифта. Кандидатская диссертация, ВНИИ, Москва, 1955.

174. Цайгер М.А., Желонкин А.И. Определение забойного, давления в нефтяных фонтанных скважинах по замерам их буферного давления и дебита. Отчет по теме № 3, ТатНИИ, 1956.
175. Брикман А.А., Сафронов С.В. Об определении минимального забойного давления фонтанирования скважин. Нефтяное хозяйство № 6, 1961.
176. Муравьев И.М., Репин Н.Н. О некоторых особенностях работы фонтанных подъемников. Нефтяное хозяйство, № 12, 1959.
177. Швидлер М.И., Рахимулов И.Ф., Портнов В.И. Определение параметров пласта по кривым восстановления давления. Нефтяное хозяйство, № 8, 1961.
178. Муравьев И.М., Крылов А.П. Эксплуатация нефтяных месторождений, Гостоптехиздат, 1949.
179. Арманд А.А. Известия ВТИ, № 2, 1950.
180. Костерин С. И. Зив. АН СССР ОТН, № 12, 1824-1831, 1949.
181. Костерин С.И., РУБАНОВИЧ М.Н. Изв. АН СССР № 7, 1085-1093, 1949.
182. Пирвердян А.М. АНХ № 1, 1951.
183. Пирвердян А.М. АНХ № 10, 1951.
184. Пирвердян А.М. НХ № 4, стр. 7-13, 1951.
185. Архангельский В.А. Движение газированных нефтей в системе скважина-пласт АН СССР-1958.
186. Болтышев А.А. Отчет по теме № 3056, раздел 1. Исследование фонтанного лифта, УФНИИ, 1956.
187. Тривус Н.А., Виноградов К.В. Исследование нефти и газов в пластовых условиях. Азнефтеиздат, 1955.
188. Оркин К.Г. Кучинский П.К. Физика нефтяного пласта, Гостоптехиздат, 1955.
189. Котяхов Ф.И. Основы физики нефтяного пласта. Гостоптехиздат, 1956.
190. Фокеев В.М. и др. Исследование условий выпадения твердой фазы из нефти Ромашкинского месторождения. Отчет по теме № 24 за 1953г. и ее продолжение в 1954-55г. ВНИИ НП
191. Нежевенко В.Ф. Методика определения температуры начала кристаллизации парафина из нефти. Труды Гипровостокнефть, выпуск 1, 1958. Геология и разработка нефтяных месторождений.
192. Савинихина А.В., Требин Г.Ф. Применение ультразвуковых колебаний к исследованию нефтяных систем. Научно-технический сборник по добыче нефти № 1, ВНИИ, Гостоптехиздат. 1958.
193. Костилов Г.Б. Исследование тепловых процессов в фонтанных скважинах татарской АССР. Вопросы геологии, разработки, бурения скважин и добычи нефти. Труды ТатНИИ, вып. 1, Бузильма, 1959.
194. Кострюков Г.В. Об изменении температуры газонефтяного потока в фонтанных скважинах. Татарская нефть, № 9, 1958.
195. Кравченко И.И., Гайсин А. Новости нефтяной техники, серия «Нефтепромысловое дело», вып. 5, 1952.

196. Нежевенко В.Ф. Кандидатская диссертация.

Гипровостокнефть, 1956. Отчет по теме № 1156. Изучение условий кристаллизации парафина в парафинистых нефтях. 1957.

197. Болтышев А.К. Отчет по теме № 25 «В», № 9. Определение условий выпадения парафина из пластовых нефтей. УфНИИ, 1957.

198. Кострюков Г.В., Мазепа Б.А. Результаты промысловых исследований отложения парафина в фонтанных скважинах Татарии, Татарская нефть, № 1, 1959.

199. Кострюков Г.В., Мазепа Б.А. Промысловые исследования процесса отложения парафина в фонтанных скважинах. Труды ТатНИИ вып 1, Бугульма 1959. Аналог Татарская нефть № 1, 1959.

200. Фокеев В.М. О влиянии смол на температуру начала кристаллизации парафина. Научно-технический сборник по добыче нефти № 2, ВНИИ, Гостоптехиздат, 1959.

201. Фокеев В.М. Использование уравнения Шредера для вычисления температуры начала кристаллизации парафина девонских нефтей Татарии. Научно-технический сборник по добыче нефти № 1, ВНИИ. Гостоптехиздат, 1958.

202. Фокеев В.М., Требин Г.Ф., Громова А.А. О влиянии свободного газа на температуру кристаллизации парафина. Научно-технический сборник по добыче нефти, № 8, ВНИИ. Гостоптехиздат, 1960.

203. Фокеев В.М. Зависимость температуры начала кристаллизации парафина от газонасыщенности раствора. Разработка нефтяных месторождений и гидродинамики пласта. Труды ВНИИ, выпуск XXI Гостоптехиздат, 1959.

204. Желонкин А.И. Исследование нефтей Ромашкинского месторождения в пластовых условиях. Отчет по теме № 13, 1957. ТатНИИ.

205. Непримеров Н.Н. О давлении насыщения в действующей нефтяной скважине. Разработка нефтяных месторождений с забойным давлением ниже давления насыщения. Материалы конференции в Уфе, Труды ВНИИ, выпуск XXV, Гостоптехиздат, 1959.

206. Суханкин Е.И. Выступления в прениях на Совещании по разработке нефтяных месторождений ниже давления насыщения. Труды ВНИИ, выпуск XXV, Гостоптехиздат, 1959.

207. Намиот А.Ю. Выступление в прениях на совещании по разработке нефтяных месторождений ниже давления насыщения. Труды ВНИИ, выпуск XXV. Гостоптехиздат.

208. Киреев В.А. Курс физической химии. Госхимиздат, 1951. 209. ЛЕВИЧ В.Г. Физико-химическая гидромеханика, АН СССР, 1952.

210. Кусаков М.М. Труды совещания по развитию научно-исследовательских работ в области вторичных методов добычи нефти. АН Аз.ССР 1953.

211. Клейтон В. Эмульсии. ИЛ, 1950.

212. Льюис У., Скуайрс Л., Брутон Дж. Химия коллоидных и аморфных веществ, ИЛ, 1948.

213. Намиот А.Ю. Теплопередача при подъеме нефти в скважине. Труды ВНИИ, вып.

8, стр. 400-412. 1956.

214. Сборник под редакцией П.А.Ребиндера. Основы химического доэмульгирования нефтей. Гостоптехиздат. 1946.

215. Ребиндер П.А. и др. Физикохимия флотационных процессов. Металлургиздат, 1933.

216. Сборник работ под ред. Ребиндера П.А. Новые исследования в области теории флотации, ОНТИ 1937.

217. Монографический сборник под ред. П.А.Ребиндера. Электрокинетические свойства капиллярных систем. АН СССР, 1956.

218. Глестон С. Введение в электрохимию, ИЛ, 1951.

219. Адам Н.К. Физика и химия поверхностей. Гостехиздат, 1947.

220. Фрумкин А.Н. Новые электрокапиллярные явления. Книга Юбилейная сессия АН СССР, т.2, АН СССР, 1947.

221. Богородицкий Н.П., Пасынков В.В., Тареев Б.И. Электротехнические материалы, Госэнергоиздат, 1955.

222. Суханкин Е.И. Труды совещания по развитию научно-исследовательских работ в области вторичных методов добычи нефти. АН Аз. ССР, 1953.

223. Намиот А.Ю. К вопросу об изменении температуры по стволу нефтяной или газовой скважины. Труды ВНИИ, т.8 стр.347, 1956.

224. Намиот А.Ю. Нефтяное хозяйство, т.5, 45, 1955.

225. Wood K.S. Прибор для регистрации содержания осадка и воды в нефти. The Oil And Gas J. 1958, 56, № 49, ст. 102.

226. Васильев Ю.Н., Максutow Р.А., Баширов А.И. Экспериментальное изучение структуры нефтегазового потока в фонтанной скважине Нефтяное хозяйство № 4, 1961.

227. Баширов А.И., Васильев Ю.Н., Максutow Р.А. Экспериментальное определение коэффициента гидравлического сопротивления при движении нефтегазовой смеси во фонтанным трубам. Татарская нефть, № 10, 1960.

228. Галонский П.П. Борьба с парафином при добыче нефти. Ростов техизхат, 1955.

229. Люшин С.Ф., Рассказов В.А. и др. Борьба с отложениями парафина при добыче нефти. Гостоптехиздат, 1961.

230а Люшин С.Ф. Разработка новых методов борьбы с парафином. Научно-технический сборник по добыче нефти. ВНИИ № 3. Ростовтехизхат, 1959.

231. Мазепа Б.А. Борьба с парафиновыми отложениями при добыче нефти за рубежом. Гостоптехиздат, 1961.

231а Фокеев В.М. Методы борьбы с отложениями парафина, применяемые в отечественной и зарубежной практике. Научно-технический сборник по добыче нефти ВНИИ, № 5. Гостоптехиздат, 1959.

232. Внутрикотловые физико-химические процессы и водный режим котлов высокого давления. Сборник статей. Госэнергоиздат, 1951.

233. Григорьев В.М. Исследование парафинизации лифтовых труб скважин Покровского месторождения. Труды Куйбышев НИИИП, выпуск 9, 1961.

234. Кравченко И.И. Башкирская нефть № 2-3, 1949.
235. Мазепа Б. А. Характер парафинизации нефтесборных коллекторов в условиях совместного транспорта нефти и газа. Труды Тат. НИИ, т.3., 1961.
236. Еронин Е.А., Литвинов Л.Л., Ли А.Д. Улучшение эксплуатации нагнетательных скважин на Ромашкинском месторождении. Нефтяное хозяйство № 2, 1961.
- 236а. Чуманов С.А. Новый метод перфорации скважин. Нефтяное хозяйство, № 8, 1961.
237. Намиот А.Ю. К вопросу об изменении температуры по стволу нефтяной или газовой скважины. Труды ВНИИ, выпуск VIII, 1956.
238. Глузов И.Ф. Изменение свойств нефти и воды при их взаимном динамическом контактировании в пластовых условиях. Труды ТатНИИ, т.3, 1961.
239. Намиот А.Ю. Теплопередача при подъеме нефти в скважине. Труды ВНИИ, выпуск VI, 1956.
240. Михеев М.А. Основы теплоотдачи. Госэнергоиздат, 1956.
241. Непримеров Н.Н., Шарagin А.Г. Временная инструкция по использованию импульсного метода очистки скважин от парафина. Изд. КГУ, 1959.
- 241 а. Абдуллин Р. А. Борьба с отложениями парафина, Таткнигоиздат, 1961.
242. Валиханов А.В. Новые формы организации труда на нефтепромыслах, Таткнигоиздат, 1960.
243. Шарифуллин А.М. Новое в нефтедобыче. Таткнигоиздат, 1961.
244. Государственный научно-технический комитет Сов. Министров РСФСР Материалы выездной сессии постоянной комиссии по добыче нефти ГНТК РСФСР, БашНТО НГП, ТЭС Башсовнархоза и УФНИИ по вопросу борьбы с отложениями парафина. Госинти, Москва, 1960.
245. Шашин В. Д. Некоторые вопросы развития нефтяной промышленности Татарии. Коммунист Татарии, № 1, 1959. стр. 63-64.
246. Шашин В.Д. Доклад на собрании партийно-хозяйственного актива нефтяников Татарии. Советская Татария. 27.2.1959.
247. Шашин В.Д. В поисках нового. Известия, 22.1.1959.
248. Внесем достойный вклад в борьбу за создание материально технической базы коммунизма.
249. Социалистические обязательства рабочих, инженерно-технических работников и служащих предприятий нефтяной промышленности Татарского Совнархоза на 1959-1960 г.г.
- 249а. Иванов Выступление на партийно-хозяйственном активе 20 февраля 1959г. в г. Лениногорске. Советская Татария 27.II.1959.
250. Соколов Г., Амерханов Р., Постников Н. Постоянно учиться друг у друга. Промышленно-экономическая газета. 18.III.1959.
- 250а. Соколов Г. Верю: сбудется. Советская Татария 1.5.1959.
251. Самарский К. За шесть лет. Советская Татария, 17.6.1959.

Содержание

Манифест	5
Научные основы	6
Экспериментальная база	6
Глубинные приборы для исследования пласта и скважины	7
Переходные процессы в пласте	11
Волновые методы измерения и исследования	12

ТЕХНИКА И МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТА

ГЛАВА I

Дистанционный метод измерения параметров пласта и скважины	18
§ 1. Общая схема дистанционных измерений и метод передачи сигнала из скважины на поверхность	18
§ 2. Особенности работы кабеля при дистанционных измерениях в действующих нефтяных скважинах	22
§ 3. Генератор глубинного прибора и передача сигнала	28
§ 4. Приемник сигналов на поверхности	32
§ 5. Замечания по методике дистанционных измерений в скважинах	34

ГЛАВА II

Манометры	36
§ 6. Широкодиапазонный глубинный дистанционный манометр	36
§ 7. Узко-диапазонный забойный и устьевой манометры	38

ГЛАВА III

Дистанционные термометры	41
§ 8. Промысловые термометры	41
§ 9. Высокочувствительный дистанционный термометр с малой температурной инерцией	43
§ 10. Термо-преобразователь, основанный на разности теплового расширения двух тел	46
§ 11. Абсолютный дистанционный мостиковый термометр	47

ГЛАВА IV

Дебитомеры-расходомеры и измерители скорости потока	53
§ 12. Частотные измерители скорости потока	53
§ 13. Дебитомер-расходомер	55

ГЛАВА V

Измерители фазовых соотношений	60
§ 14. Дистанционный прибор для определения объемной газонасыщенности потока в скважине	60

§ 15. Измеритель обводненности нефти в действующей скважине	66
---	----

ГЛАВА VI

Приспособления для исследования скважин	73
---	----

§ 16. Прибор для изучения электрокинетических явлений в потоке.....	73
---	----

§ 17 Прибор для определения степени сжатия газовых пузырьков и другие приспособления	73
--	----

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ, ПРОИСХОДЯЩИХ В СКВАЖИНЕ ПРИ ПОДЪЕМЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА НА ПОВЕРХНОСТЬ И РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ВОЗНИКАЮЩИМИ ОСЛОЖНЕНИЯМИ

ГЛАВА I

Особенности работы фонтанного лифта с парафинистой нефтью	78
---	----

§ 1. Движение газожидкостной смеси по трубам	78
--	----

§ 2. Виды потока в скважине	80
-----------------------------------	----

ГЛАВА II

Двухфазный поток	82
------------------------	----

§ 3. Условия существования двухфазного потока первого рода в фонтанных скважинах Ромашкинского месторождения	82
--	----

§ 4. Давление насыщения для двухфазного потока.....	87
---	----

§ 5. Структура двухфазного потока первого рода	91
--	----

§ 6. Потери на трение.....	96
----------------------------	----

ГЛАВА III

Трехфазный поток	100
------------------------	-----

§ 7. Образование трехфазного потока первого рода	100
--	-----

§ 8. Флотация парафина	103
------------------------------	-----

§ 9. Пережатие газа в трехфазном потоке.....	107
--	-----

§ 10. Зоны разрушения оболочек газовых пузырьков.....	109
---	-----

§ 11. Проскальзывание газа и электрокинетические явления.....	112
---	-----

§ 12. Структура трехфазного потока	133
--	-----

§ 13. Потери на трение.....	137
-----------------------------	-----

§ 14 Трехфазный поток второго рода	138
--	-----

§ 15. Разгазирование нефти на устье скважины	142
--	-----

ГЛАВА IV

Обводненный поток в скважине	150
------------------------------------	-----

§ 16. Распределение воды и нефти по стволу скважины при различной её обводненности	150
--	-----

§ 17. Структура, обводненного лифта.....	153
--	-----

ГЛАВА V

<i>Отложения парафина</i>	<i>158</i>
§ 18. Механизм выпадения твердой фазы из нефти и образование смоло-парафиновых отложений	158
§ 19. Время запарафинирования и форма отложений в скважине.....	163
§ 20. Отложения в наземных коммуникациях	166

ГЛАВА VI

<i>Методы борьбы с осложнениями при добыче парафинистой нефти</i>	<i>168</i>
§ 21. Классификация методов.....	168
§ 22. Сохранение температуры потока	170
§ 23. Подогрев потока в скважине.....	175
§ 24. Уменьшение концентрации парафина в потоке	176
§ 25. Импульсный метод очистки скважины от парафина.....	178

<i>Временная инструкция по применению импульсного метода очистки скважин от парафина</i>	<i>182</i>
--	------------

<i>Исследование скважин месторождения нефтяные камни дистанционными приборами</i>	<i>189</i>
---	------------

<i>Исследование действующих газовых скважин комплексными дистанционными приборами КГУ</i>	<i>195</i>
---	------------

<i>О давлении насыщения в действующей нефтяной скважине</i>	<i>201</i>
---	------------

<i>Заключение</i>	<i>205</i>
-------------------------	------------

<i>Послесловие</i>	<i>207</i>
--------------------------	------------

<i>Литература</i>	<i>208</i>
-------------------------	------------

