

Министерство Высшего и Среднего Специального
Образования
РСФСР
Казанский ордена Трудового Красного Знамени
Государственный университет им. В.И. Ульянова-Ленина

Н.Н. Непримеров

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ
НЕКОТОРЫХ ВОПРОСОВ ПОДЗЕМНОЙ
ГИДРОМЕХАНИКИ
И ФИЗИКИ СИСТЕМЫ ПЛАСТ-СКВАЖИНА

Диссертация на соискание ученой
степени доктора технических наук

Казань
1962

В в е д е н и е.

Высокие темпы создания материально-технической базы коммунизма, определенные программой КПСС, ставят перед нефтяной промышленностью нашей страны большие задачи по обеспечению народного хозяйства достаточным количеством дешевого топлива и ценного сырья. Необходимость значительного прироста добычи нефти в ближайшие годы требует, с одной стороны, поисков новых нефтеносных площадей, и увеличения разведанных запасов нефти, с другой - коренного усовершенствования разработки уже известных месторождений и создания наиболее рациональных способов их эксплуатации. И то и другое невозможно без широко поставленных научно-исследовательских работ, без новых экспериментальных и теоретических изысканий, связанных со всеми этапами движения нефти от нефтематеринских пород до нефтеперегонного завода и потребителя.

Настоящая работа касается лишь части этого пути: вытеснения нефти водой из пород продуктивного горизонта и подъема ее на дневную поверхность.

Как известно, исторически технология добычи нефти развивалась от эксплуатации месторождений в режиме естественного истощения через вторичные методы до систем искусственного поддержания пластового давления с помощью законтурного, приконтурного и внутриконтурного заводнений. Развитие и применение в нашей стране этих новых методов позволило резко повысить темпы разработки месторождений, увеличить нефтеотдачу пластов и снизить себестоимость добываемой нефти. Введение, например внутриконтурного заводнения на Ромашкинском месторождении, при котором в пределах внешней границы нефтеносности создан разветвленный фронт воды, вытесняющий нефть из пород продуктивного горизонта, привело к коренному изменению нефтепромысловой технологии и обеспечило Татарии первое место в стране как по темпам прироста, так и по абсолютному количеству добываемой нефти при самой низкой ее себестоимости.

Однако, несмотря на очевидные успехи в разработке нефтяных залежей, при составлении проекта разработки Ромашкинского и других месторождений, продуктивный пласт до сих пор рассматривается, как однородная изотропная среда, заполненная однородной жидкостью при фиксированной температуре. Объектом эксплуатации по-прежнему служит нефтеносная площадь, окруженная естественными или искусственно созданными контурными водами, а контроль за разработкой ведется по величине пластового давления. Замеры, произведенные в последние годы глубинными расходомерами и дебитомерами, носят пока лишь вспомогательный характер.

Отставание в развитии способов определения параметров и характеристик пласта в процессе разработки и методики повседневного всестороннего контроля за эксплуатацией его связано со слабым развитием промысловой измерительной аппаратуры. Эта же причина обусловила и недостаточную изученность специфики различных процессов, происходящих в скважине при подъеме нефти на поверхность.

В связи с этим промысловые исследования особенностей добычи парафинистой нефти начались с разработки дистанционного метода измерений различных параметров скважины и пласта и создания комплекта электронных дистанционных приборов. Их конструкция и особенности работы изложены в I части настоящей диссертации.

Во втором разделе описывается методика трехмерного или дифференциального анализа состояния разработки неоднородного продуктивного горизонта с законтурным или внутриконтурным заводнением, которая включает в себя как основные части:

Экспериментальное определение вертикального профиля приемистости и самоизлива нагнетательной скважины и серий кривых вертикального профиля притока в эксплуатационной скважине при разных величинах забойного давления в ней. Эти замеры дают возможность определить:

- а) вертикальный профиль продуктивности нефтяных пластов;
- б) распределение пластового давления по вертикали продуктивного горизонта;
- в) степень и эффективность вскрытия пластов перфорацией;
- г) величину эффективной, работающей мощности пластов;
- д) коэффициент нефтеотдачи пластов по вертикальному охвату.

Определение мест притока воды на забой эксплуатационной скважины и ее процентное содержание в потоке нефти.

Замер температурного профиля продуктивных пластов, по которому контролируется термодинамика залежи в процессе эксплуатации, влияние закачиваемой холодной воды на температурное поле месторождения, а также пути затрубной циркуляции пластовых вод.

Анализ содержания полярных компонент в добываемой нефти, как индикатора нефтеотдачи пластов.

Наконец, определение с помощью волн давления или других методов местоположения фронта нагнетаемой воды (ФНВ) в плане месторождения.

Разработанная техника и методика испытана при анализе небольших участков Ромашкинского и Бавлинского нефтяных месторождений. При этом вскрыт целый ряд особенностей, свойственных эксплуатации неоднородного пласта, заполненного неоднородной жидкостью, которая вытесняется водой с температурой ниже пластовой.

Вопросы температурного режима нефтяного месторождения в процессе эксплуатации, затронутые автором в ранних работах [1,2,3], в диссертацию не включены, так как эти явления протекают медленно и экспериментальные работы, начатые несколько лет тому назад полностью еще не закончены. Теоретические расчеты поля температур пласта при нагнетании в него холодной и горячей воды произведены, по предположению автора, М.А.Пудовкиным [4].

Третья часть диссертации посвящена изучению процессов, происходящих в скважине при извлечении нефти из недр земли на поверхность. Так же, как и во второй части, для этой цели использованы электронные дистанционные приборы и комплексная методика исследований. В скважине измерялось распределение по стволу таких параметров как давление, температура, скорость потока, его объемная газо и водонасыщенность, интенсивность и структура смоло-парафиновых отложений, электрокинетические явления и др.

В результате этого изучены закономерности образования и формы структур одно, двух и трехфазного потока в лифтовых трубах, а также особенности их поведения при обводнении скважин. Дана классификация, разработаны и испытаны различные методы борьбы с осложнениями при добыче нефти, возникающими из-за наличия в нефти высокомолекулярных соединений.

В заключение следует отметить, что при проведении исследований системы "скважина-пласт" отдавалось предпочтение скорее поискам новых путей, чем детальной разработке установленных закономерностей. В связи с этим библиография по весьма многочисленным затронутым вопросам ни в коей мере не может претендовать на полноту.

Основная масса экспериментальных исследований проведена на Ромашкинском месторождении в Татарии. В работу включены также материалы, полученные при измерениях на Бавлинском и Туймазинском нефтяных месторождениях.

ЧАСТЬ I
ТЕХНИКА И МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТА

Глава I

Дистанционный метод измерения параметров пласта и скважина¹.

§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 живущего 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 структура горизонта D_1 по вертикали. В связи с этим в комплекте нефтепромысловых глубинных приборов, кроме манометров, термометров и пробоотборников, появились глубинные дебитомеры и расходомеры. Однако они пока еще по-прежнему основаны на принципах записи показаний на диаграммных бланках и дают, поэтому 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 воздействия на пласт, остро нуждается в специальной 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

¹Ведущая роль в разработке и конструировании дистанционных приборов принадлежит моему коллеге по работе А.Г.Шарагину.

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 КОЕД-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-модулярных сигналов от глубинных датчиков к наземной регистрирующей аппаратуре.

Высокие значения буферных давлений в нагнетательных и эксплуатационных скважинах ($P_6 \leq 100$ атм) и небольшие диаметры лифтовых труб в значительной степени ограничивают допустимый диаметр измерительного кабеля, а тем самым и 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 эффектных 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 никакими 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 изменении 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. Шестилетний опыт использования подобного метода передачи информации показывает, что неточности отсчета, зависящие от канала связи, не превышают 10^{-5} от измеряемой величины.

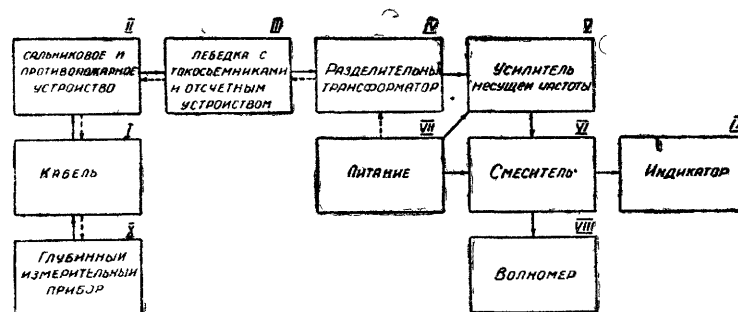


Рис.1. Блок-схема метода электронных дистанционных измерений в скважине.

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.2 и 2а.

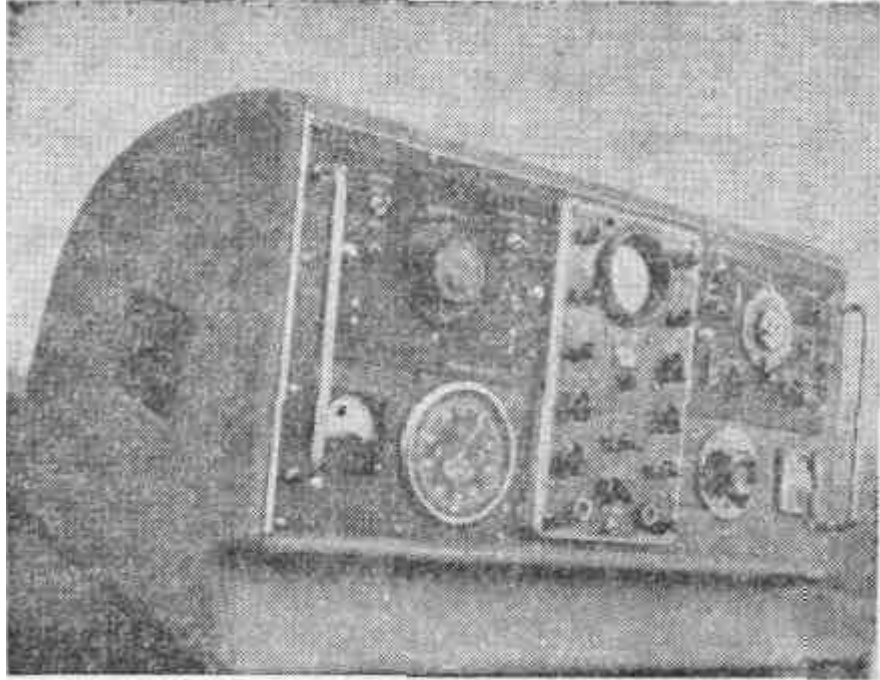


Рис.2. Внешний вид приемника сигналов на поверхности

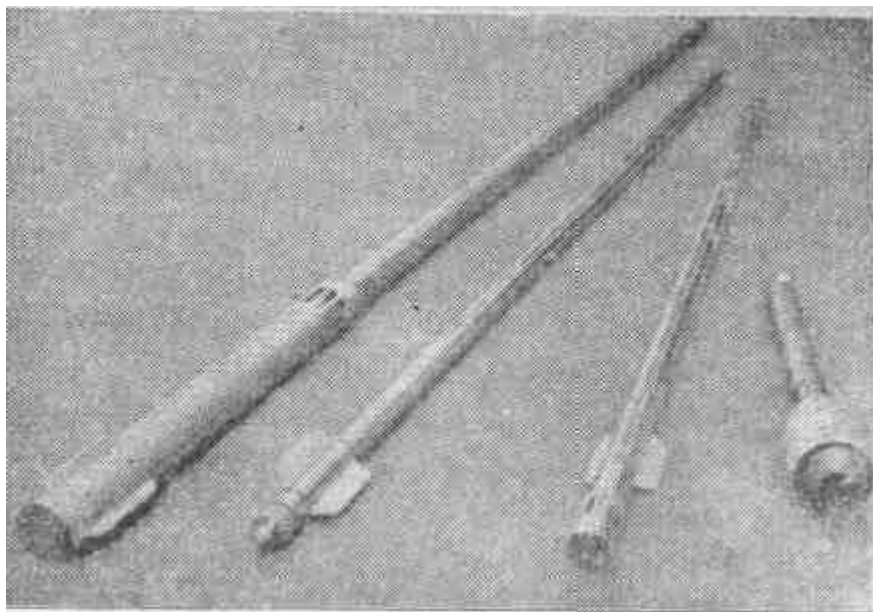


Рис.2а Глубинные датчики. Слева направо: измеритель обводненности, манометр, термометр, дебитомер, расходомер.

В соответствии с общим принципом измеряемый параметр, в качестве которого могут выступать давление, температура, скорость потока, его газонасыщенность или обводненность и т.п., преобразуется в изменение емкости контура задающего генератора. Вызванное этим уменьшение или увеличение рабочей частоты колебательного контура 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 полагается на вход катодного осцил-

лографа. 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 этой частоты модуляции, шкала волномера показывает значение частоты задающего генератора, которая, как было сказано выше, пропорциональна измеряемому параметру.

Датчик-преобразователь является основной частью глубинного прибора, определяющей его свойства и назначение. В соответствии с этим, принцип действия и варианты конструкции преобразователей будут изложены в соответствующих главах. Следует только отметить; что после того, как решен вопрос о выводе сигнала, измерение той или иной величины в скважине зависит исключительно от успешного 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 по 1962 год 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 усовершенствования частотного метода и конструкции 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 радиодиспетчеризации и в геофизической практике. Использование, например, нового метода в геофизических измерениях не только значительно облегчит аппаратуру и упростит кабель, но 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

в диэлектрических проницаемостях 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 па

раметра. 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 газонефтяной среды.

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

$$\sum_{i=1}^n F_i \geq 0$$

(1-0)

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

$$F_1 = G_n$$

$$F_2 = \rho_k \cdot S_k \int_0^H dl$$

(1-1) (1-2)

где ρ_k и S_k - средняя плотность материала кабеля и его сечение, а 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 $P_б$ на площадь поперечного сечения кабеля S_k :

$$F_3 = -P_б \cdot S_k \quad (1-3)$$

и потери в весе прибора и кабеля за счет сил Архимеда

$$F_4 = -\rho_H(H) \cdot L_n \cdot S_n, \quad (1-4)$$

$$F_5 = -S_k \int_0^H \rho_H(H) dl \quad (1-5)$$

$\rho_H(H)$ – 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 силы, возникающие от перепада давлений при течении потока в трубе коаксиального сечения, образованного лифтовой трубой и введенным в нее прибором с кабелем [7].

$$F_6 = \pm 8\mu(H)U(H)r_T^2 \frac{L_n S_n}{r_T^4 - r_n^4} \quad (1-6)$$

$$F_7 = \pm 8\mu(H)U(H)r_T^2 \frac{S_k}{r_T^4 - r_k^4} \int_0^H dl \quad (1-7)$$

$\mu(H)$ – 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 и столбом нефти пластового давления

$$F_8 = \pm (P_{заб} - P_б) \frac{L_n S_n}{H} \quad (1-8)$$

$$F_9 = \pm (P_{заб} - P_б) \frac{S_k}{H} \int_0^H dl \quad (1-9)$$

Наконец, силы гидродинамического сопротивления потока для прибора:

$$F_{10} = \pm C_z \rho_H(H) \frac{U^2(H) S_n}{2} \quad (1-10)$$

и для кабеля:

$$F_{11} \sim \pm \int_0^H L_z dl \quad (1-11)$$

В последних уравнениях C_z , в свою очередь, зависит от формы тела, расположения его относительно потока, характера течения этого потока, сжимаемости и вязкости жидкости и отношения диаметров трубы и прибора, а α_z - еще и от скорости потока.

Приведенное уравнение (1-0) будет не полным, если не учесть еще одну группу сил, связанную с механическим трением прибора и кабеля на устье и о стенки труб в скважине

$$F_{12} = A_{тр} \quad (1-12)$$

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 отвала, положение ещё больше осложняется и силы трения выдвигаются на одно из первых мест.

В общем виде анализ уравнения (1-0) затруднен из-за невозможности точного определения значений его членов. Многолетняя практика показала, что в расчётах членами (1-6,7,8,9) можно пренебречь ввиду их относительно малой величины по сравнению с другими. Выражение (1-10) 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 растёт 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 (1-1) при фиксированном диаметре лимитируются разумными размерами лубрикаторов и транспортабельностью приборов. В наиболее сложных случаях длина приборов вместе с грузом достигает 3-х метров, а вес 15-20 кг.

Перед спуском прибора в поток, когда он находится в лубрикаторе, заполненном газом, при буферном давлении P_6 и длине кабеля, равной нулю, можно пренебречь архимедовскими силами и записать, что

$$G_n \geq P_6 \cdot S_k$$

Отсюда, полагая, что буферное давление для скважины Ромаш-кинского месторождения редко превышает 100 ат, при принятых выше значениях веса можно найти верхний возможный

предел диаметра кабеля. Как нетрудно видеть, он лежит где-то около значения $d \approx 5$ мм.

Нижний предел для диаметра устанавливается последними двумя членами (1-11 и 1-12), запасом прочности у кабеля и необходимостью кроме токопроводящих сил иметь хоть какую-нибудь изоляцию. Практический опыт показывает, что кабели диаметром менее 3 мм, обладают недостаточным запасом прочности для измерений на глубине до 2000 м. Из-за своего малого веса в скважинах с $Q > 200$ т/с и низким буферным давлением, такой кабель за счет члена (1-11) 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

$$\sum_{i=1}^{12} F_i \leq Q \quad (1-14)$$

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 (1-3, 5, 6, 10 и 11). 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 (1-3) 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.¹

Конкретный пример – скважина № 2069 Ромашкинского месторождения. Дебит $Q \sim 280$ т/с, $P_6 = 3,2$ ат, $T_6 = 11,4^\circ \text{C}$. (Измерения 24 и 27 июля 1959 г.) Дистанционный термометр весом в 7 кг на кабеле диаметром 5,2 мм, уравнился 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 (1-14) можно использовать для оценки неизвестных гидродинамических параметров кабеля и прибора, например, α_z или C_z .

¹На практике, для спуска прибора на забой скважины в условиях высоких буферных давлений, можно на время спуска пустить поток по затрубному пространству. Перевод его снова в лифтовые трубы производится после того, как (1-1) и (1-2) станут в сумме больше, чем (1-3) и остальные.

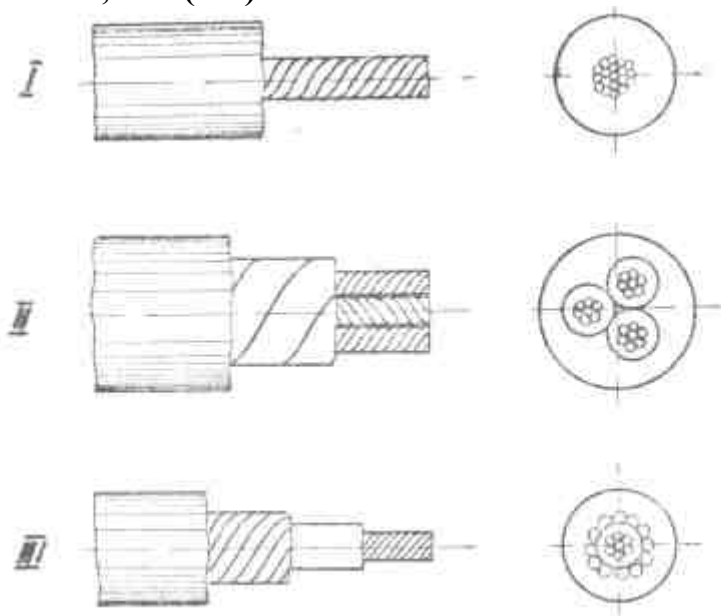


Рис.3. Различные конструкции нефтестойких кабелей малого диаметра, которые использовались для дистанционных измерений.

I – Одножильный кабель. II – Трехжильный кабель в общем хлорвиниловом шланге. III – коаксиальный кабель марки КЭП-0,5 Ташкентского кабельного завода.

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

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 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 ома на метр.

3. Коаксиальный кабель марки КЭП-0,5 (кабель электронных приборов – усилие на разрыв 0,5 тонны). Центральная токо-проводящая жила изготовлена из семи стальных луженых прово-лочек диаметром 0,25 мм. Обратный провод состоит из двенадцати стальных луженых проволочек, диаметром 0,5 мм, положенных по-верх 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 раз-рыв более 500 кг. Были изготовлены и испытаны такие кабели КЭП-0,5 с медной центральной жилой и в хлорвиниловой, а не в фторо-пластовой изоляции. По своей прочности, диаметру и некоторым другим параметрам кабель КЭП-0,5 вполне подходит для исполь-зования 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.

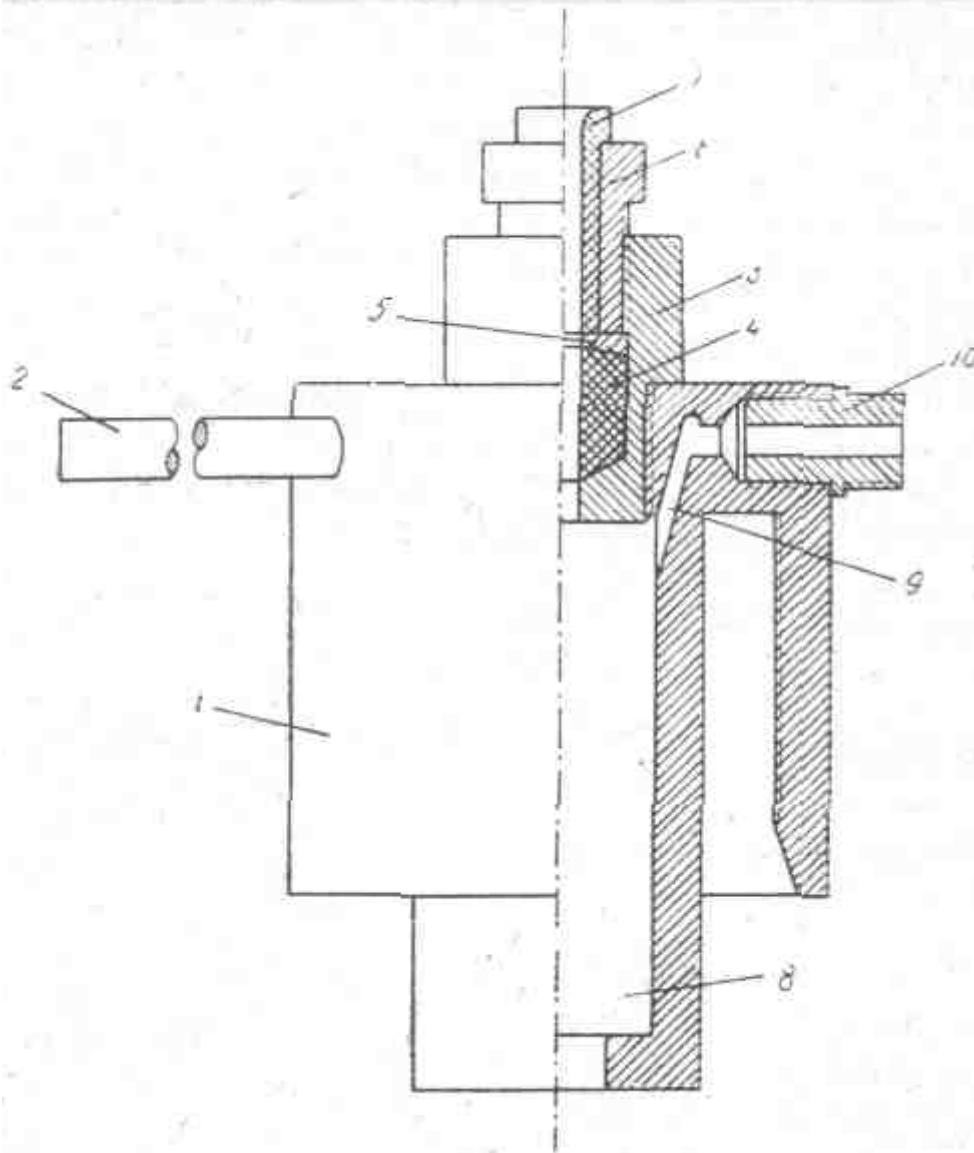
¹Первые электронные дистанционные измерения в действующей нефтяной скважине были произведены в августе 1956 года с помощью кабеля, сплетенного руками двух проводов марки ПВР.(d=2 мм)Для пропуска кабеля в скважину с $P_6=11$ ат использовался вращающийся сальник сложной конструкции [1].

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 $T=-10^0$ С кабель вполне сохраняет свои эксплуатационные свойства. При более низких значениях температуры наружного воздуха кабель не испытывался. Верхний температурный предел хлорвиниловой изоляции лежит где-то в районе $80-90^0$ С.

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 ат от стандартного углекислым газом под давлением около 50 ат 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 уст-



ройстве, а полость между ними использовалась либо как противопожарная, либо как разгрузочная камера при высоких буферных давлениях.

Рис. 4. Сальниковое устройство для пропуска круглого кабеля: 1 — головка лубрикатора, 2 — ручки для завинчивания головки, 3 — корпус сальника, 4 — манжета из нефтестойкой резины, 5 — латунное кольцо для поджатия резиновой манжеты, 6 — крышка сальника, 7 — текстолитовая втулка, 8 — противопожарная камера, 9 — каналы для подвода углекислого газа, 10 — штуцер для соединения с трубкой, идущей от огнетушителя.

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 Б-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 25-36 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.

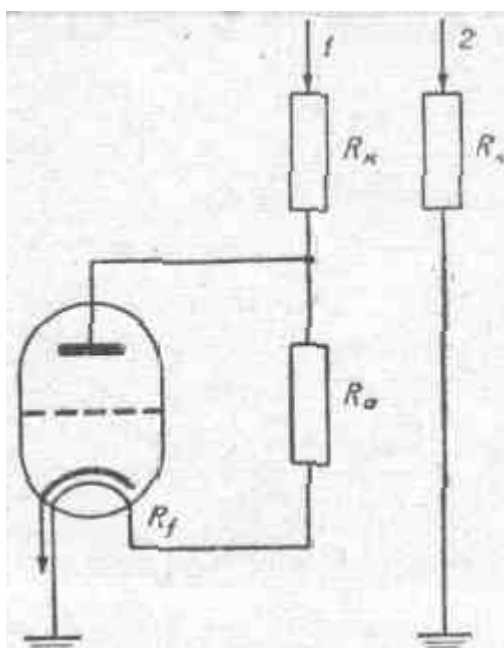


Рис. 5. Принципиальная схема энергетического питания генератора глубинного прибора.

На поверхности к токопроводящим жилам кабеля 1 и 2 прикладывается такое напряжение, чтобы в цепи, состоящей из $2 R_k$, 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.

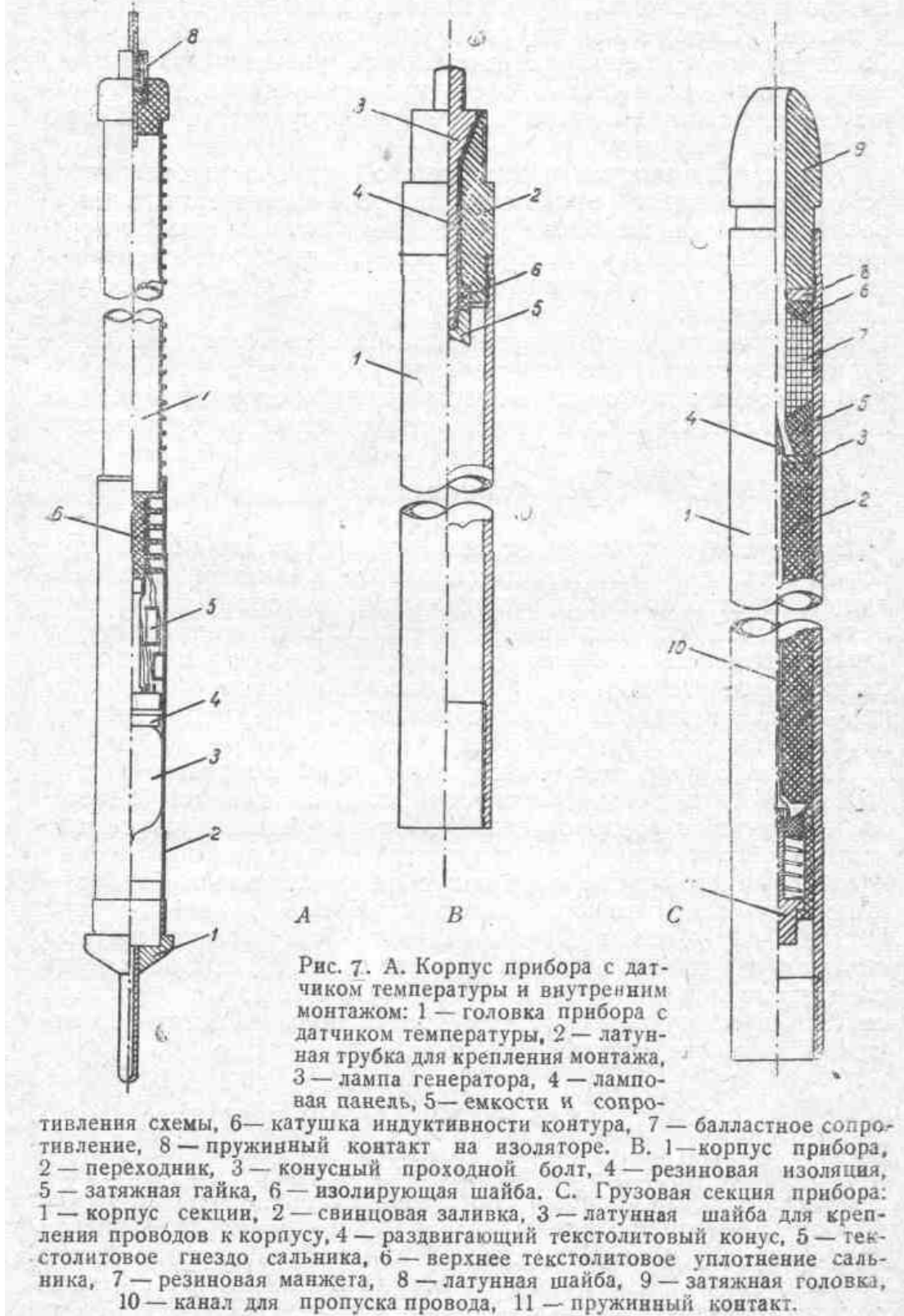
Конструктивные особенности датчиков-преобразователей и требования измерительного тракта обусловили выбор трехточечной схемы генератора (рис.6). Большое значение при этом имела и хорошая проницаемость этой схемы для высоких частот по цепи «анод-катод» [8]. Подбор оптимальной величины сеточной емкости C_o 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 паразитивной 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 на рис.6, управляемый датчиком-преобразователем.

Рабочий монтаж схемы, учитывая сам принцип работы прибора, требует предельно возможной жесткости, ибо взаимное перемещение деталей эквивалентно изменению внутренней емкости генератора и может привести к уходу частоты. Наличие нестабильности 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 герметизацию, надежный контакт датчика-преобразователя с газонефтяным потоком, удобный и простой внутренний монтаж и крепление центрирующего сперения. Естественно, что цилиндрическая форма более, чем какая-либо другая, удовлетворяет поставленным условиям.



Для измерения в лифтовой колонне (часть III) 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 нарушает тем самым характер его течения в окрестностях датчика.

При создании забойного комплекта для изучения параметров нефтяного пласта, 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 при соприкосновении прибора с лифтовой колонной за счет разряда емкости с кабеля и корпуса прибора. Во-вторых, для устранения паразитного дрейфа частоты генератора, связанного с резким 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 частоте рабочих генераторов кладет сильное затухание сигнала в канале связи, причем большее значение имеет не омическое, а волновое сопротивление кабеля. Так, например, ослабление несущей частоты почти одинаково в кабеле со стальной и медной центральной жилой. 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 $\frac{\lambda}{2}$ 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 $N=(2n+1)\frac{\lambda}{2}$ ее добротность минимальна и поглощение сигнала наибольшее. Для коаксиального кабеля типа КЭП-0,5 этот эффект выражен значительно слабее. Его частичные 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 распушенном кабеле. В том случае, когда кабель смотан на барабане 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

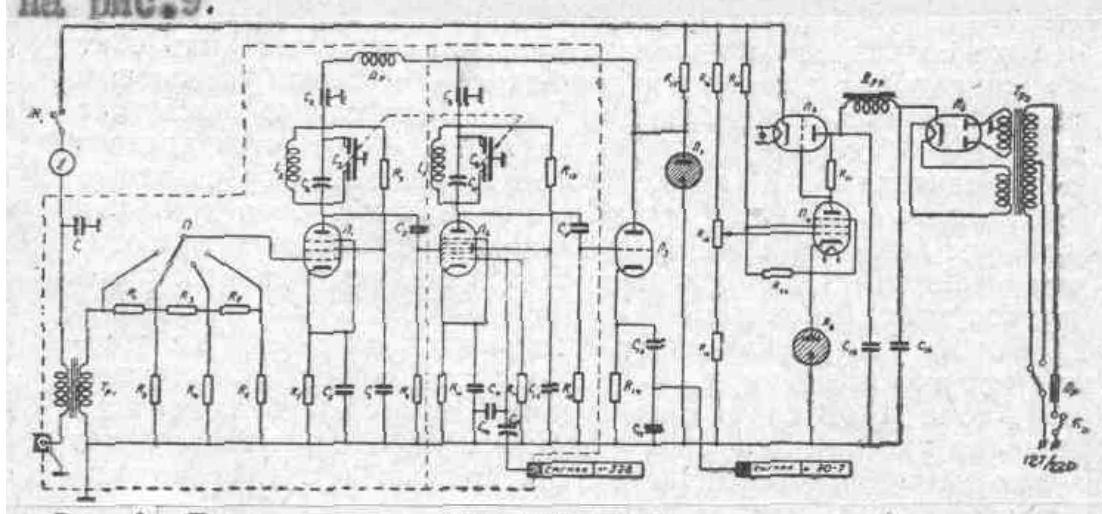


Рис.8. Принципиальная схема приемника сигналов на поверхности.

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.

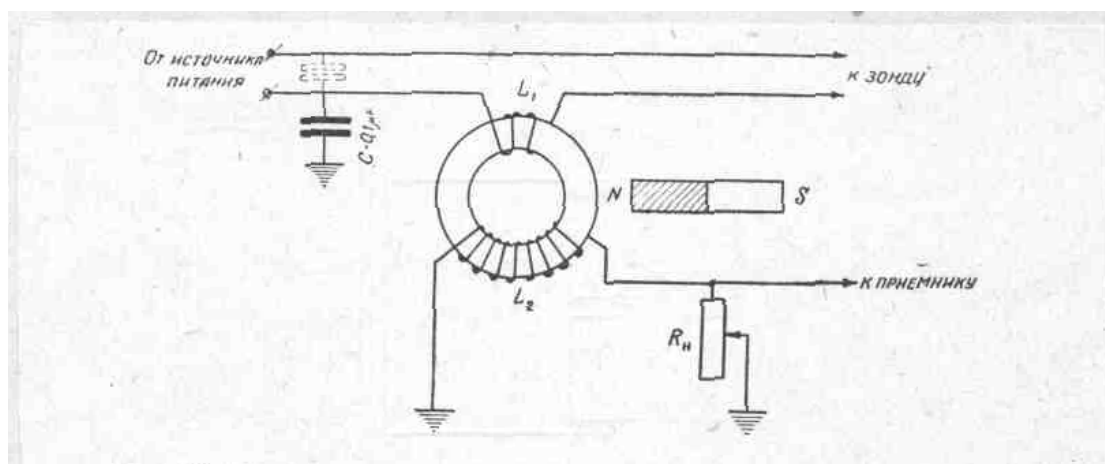


Рис.9. Схема входного устройства приемника. L_1 – первичная обмотка трансформатора, R_H – сопротивление в цепи нагрузки, C – шунтирующая емкость.

L_2 —вторичная обмотка, служит для съема высокочастотного сигнала. Она заземляется на корпус приемника. Вторым концом 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 безиндукционной и располагается между проводами кабеля. (На рис.9 такое расположение указано пунктиром). Однако, как уже говорилось, практически оказалось более выгодным, с точки зрения повышения величины полезного сигнала на входе, 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 сигнал через ступенчатый аттенюатор Π_1 (рис.8) поступает на вход первого каскада усиления по высокой частоте, собранного в отдельном экране на лампе L_1 . Лампа L_2 , также тщательно экранированная, служит одновременно и вторым каскадом усилителя, и смесителем. Частота биений с ее контура, через развязывающий катодный повторитель на лампе L_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 высокодебитных скважинах с большой скоростью потока, при значительных флюктуациях 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 по времени. Это их преимущество дает возможность не только повышать точность измерений, т.е. путем многократного повторения фиксировать наиболее вероятное значение, но и изучать процессы, происходящие в потоке на различной глубине скважины при различных внешних условиях.

Дистанционный метод, кроме того, позволяет нащупывать 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 повышенной квалификации оператора.

Первая же серия замеров, сделанных с помощью электронных дистанционных приборов, показала, что все параметры потока нестабильны. Они непрерывно флюктуируют 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 и т.п. Время исследования потока в данном сечении значительно сократилось, но все же остается 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 м/с, вращая шкалу волномера, можно следовать 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 ту и другую стороны от начальной точки, находятся 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 и, 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 обычно 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.

Глава II

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, характеризую фильтрационные свойства пласта. Наконец, изменения давления на забоях регистрирующих и пьезометрических скважин при гидропрослушивании или просто в процессе эксплуатации дают ценные сведения о взаимосвязи скважин и пластов. В настоящее время манометры различных конструкций являются пока 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: толстостенная сильфон-динамическая емкость. Схематическое изображение их дано на рис.11.

Внешнее давление, сжимая 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 АВ 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 лежала в пределах упругих свойств металла. Для уменьшения температурного влияния шток сильфона изготавливается из того же материала, что и сам сильфон.

Для особо широкодиапазонного устройства можно использовать весь диапазон изменения емкости с минимумом чувствительности 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 ги-стерезиса системы.

§ 7. Узкодиапазонный 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 удастся получить соотношения конечной и начальной емкостей $c_{\max}/c_0$, чем 1,7-1,8 (соотношение по частоте 1-0,7). Производная df/dP получается небольшой.

Как уже указывалось, механическое перемещение ротора меняет величину емкости по нелинейному закону; наибольшая величина $\Delta c/C$ достигается при значениях, близких к $C_{\max}$. Здесь в узком диапазоне очень малые перемещения роторных пластин вызывают основной прирост емкости. Эта особенность и была положена в основу высокочувствительного узкодиапазонного манометра (рис.14 и 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 в этом 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, 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 микрометров 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.

Глава III

ДИСТАНЦИОННЫЕ ТЕРМОМЕТРЫ

§ 8. Промысловые термометры.

Температура так же, как и давление, определяя термодинамические условия системы, 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 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 за последнее время, 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 года 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 и другого типа.

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

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

Обычные, недистанционные, геликсные, 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 воспроизводительности показаний во времени. В последнем случае показания не должны зависеть от канала связи, 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 термоЭДС 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 термодатчиком является температурный коэффициент диэлектрической проницаемости вещества $T_{к\epsilon}$. Наибольшая величина $T_{к\epsilon}$ наблюдается у сегнетоэлектриков вблизи точки Кюри [21-22].

На рис.16 дана зависимость диэлектрической проницаемости от температуры для классического представителя сегнетоэлектриков – 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 $BaOTiO_2$ для термодатчика малоэффективно. Введение в метатитанат бария изоморфных примесей, имеющих одинаковую с ним кристаллическую 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 заполнителем (вариконды). Один тип варикондов имеет температуру Кюри около $0^{\circ}C$ – кривая I на рис.1.7. Другой – около $40^{\circ}C$ – кривая II. Оба они имеют высокое значение $T_{к\epsilon}$ в рабочем диапазоне температур скважин Ромашкинского месторождения $10-40^{\circ}C$.

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 заполнителем 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 300-400 пикоФарад. 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 и 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 изготавливались 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 распределении 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

промышленных исследований был создан датчик-преобразователь для измерения температуры на основе разности коэффициента температурного расширения у стали $\sim 20 \cdot 10^{-6}$ см/ $^{\circ}$ С и у органического стекла $\sim 60 \cdot 10^{-6}$ см/ $^{\circ}$ С. Конструкция этого датчика приведена на рис.20. Коаксиальная пара сталь-плексиглас, имея разное удлинение при изменении температуры, смещает роторные пластины динамической емкости, 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 данным 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.

Попытка использовать реактивную лампу для преобразования изменения омического 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 (на 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_d и R_3 , находящихся в глубинном приборе. Одно из этих сопротивлений R_3 является эталонным, так как величина его не зависит от температуры. Оно изготовлено из манганина – сплава с очень малым температурным коэффициентом сопротивления. Другое сопротивление R_d 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 отключены.

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 срабатывать соответствующее реле, которое и подключает кабель к одному из сопротивлений R_3 или R_d .

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_k, R_3 , общее сопротивление плеча не изменится.

Плечи моста R_2, R_3 и R_4 на поверхности так же как и R_3 (рис.21) намотаны манганиновым проводом с малым температурным коэффициентом

$$R_2=R_3=R_4=\text{const}$$

Исходя из этого, а также из общих условий равновесия моста

$$R_1 R_3 = R_2 R_4 \quad (\text{III-1})$$

можно написать, что

$$R_1 = \text{const} \quad (\text{III-2})$$

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

$$R_1 = R_m^{\text{э}} + R_k + R_{\text{э}}, \quad (\text{III-3})$$

$$R_1 = R_m^{\text{д}} + R_k + R_{\text{д}} \quad (\text{III-4})$$

По условию (III-2) это приводит к равенству

$$R_m^{\text{э}} + R_k + R_{\text{э}} = R_m^{\text{д}} + R_k + R_{\text{д}}, \quad (\text{III-5})$$

или

$$R_{\text{э}} - R_{\text{д}} = R_m^{\text{д}} - R_m^{\text{э}} = \Delta R \quad (\text{III-6})$$

В уравновешенном мосте (III-1) разность в сопротивлениях эталона и датчика зависит от температуры по линейному закону

$$|R_{\text{э}} - R_{\text{д}}| = R_{\text{од}} [1 - \alpha(T - T_0)], \quad (\text{III-7})$$

где $R_{\text{од}}$ – величина сопротивления датчика при какой-то произвольно начальной температуре T_0 . α – 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 (III-7) находится искомая температура T :

$$(\text{III-8})$$

или, переходя к экспериментально определяемым параметрам, с учетом уравнения (III-6),

$$(\text{III-9})$$

Как видно, в выражении (III-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. Изменением 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. Как видно из таблицы, несмотря на значительные колебания величины R_m^3 в течение всего времени проведения эксперимента температура, определяемая по формуле (III-9), оставалась неизменной в пределах погрешностей 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 $R_m^3 = 74$ 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^3 и R_m^d , 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-минутной выдержки прибора на забоях для установления термодинамического равновесия.

Таблица 2

$T_0 = 15^\circ\text{C}$; $R_{од} = 1000$ Ом; $\alpha = 0,0351$,

№ скважин	Площадь	Дата замера	Глуб. замера	RMЭ ом	R_m^d ом	R	T°C
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
1921	Ю-Ромашкинская	25. 7. 60	1720	105	246	141	39.5

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

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^d датчика. Вторая операция для измерения R_m^3 повторяется в том же порядке – переключатель кратковременно ставится в положение «эталон», после чего снова возвращается в положение «замер» и определяется R_m^3 . По их разности, с помощью уравнения III-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 выделить специальную калибровочную скважину, ствол которой будет заполнен вязкой, слаботеплопроводной 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 в диссертации не приводятся.

Глава IV

ДЕБИТОМЕРЫ-РАСХОДОМЕРЫ И ИЗМЕРИТЕЛИ СКОРОСТИ ПОТОКА

§ 12. Частотные измерители скорости 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 компонентов нефти, превращая однофазный поток в двух- и трехфазный. В обводненном лифте картина еще более осложняется, 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 в широком диапазоне значений пропорциональна 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 в общем принципом емкостного управления частотой генератора глубинного прибора, скорость вращения вертушки преобразовывалась в периодическое изменение емкости контура электронного генератора. Модулирующий конденсатор делается 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 конструктивном 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 кернах в сапфировых гнездах 5, одно из которых укреплено в защитной дужке 6. Модулирующий конденсатор 10 представляет из себя 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 так же 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 попутным газом.

В конструкции, изображенной на рис.24, этот недостаток устранен ценой выноса модулирующего конденсатора в наружную часть прибора, находящуюся под давлением 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 нуль-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 гидродинамическим качествам.

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 импульсного счетчика типа Т_{сб}-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.

Скорость потока U определяется равенством

$$U=n \cdot \varphi_{\text{эфф}},$$

а дебит Q в см³/сек выражением

$$Q=U \cdot S,$$

где n – число оборотов вертушки в сек, а $\varphi_{\text{эфф}}$ – 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 $\varphi_{\text{эфф}}=3-5$ см, он надежно работает в наиболее распространенном диапазоне дебитов-расходов $50-1000 \text{ м}^3/\text{с}$ как в лифтовой, так и обсадной колонне. При приемистости нагнетательных скважин более $1000 \text{ м}^3/\text{с}$ прибор начинает «захлебываться» и пропускать отдельные обороты. 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 в 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 $\varphi_{\text{эфф}}=5$ см за 25 секунд в 6^{II} 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 видны 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, втягивается 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 дебитомеров 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-ти 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.

Глава V

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 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 Р.В.Т. Необходимо учесть также, что газонефтяной поток формируется в процессе ускоренного движения по узким и длинным лифтовым трубам.

Все это говорит о том, что процесс образования газонефтяной эмульсии при подъеме нефти и ее свойства являются важными характеристиками скважины, определяющими вес столба жидкости в лифте, а, следовательно, и величину противодействия на пласт и приток жидкости из него. Скважина – это окно в пласт и параметры ее, и особенности 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-излучения в исследуемой системе.

Наиболее удобным, с точки зрения электронных дистанционных измерений, является использование для определения объемного состава газ – жидкость 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 практически 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 несколько 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 ($P_H \sim 80-100$ 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]:

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

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 компоненты 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

$$C = \frac{\varepsilon l}{2 \ln \frac{r_2}{r_1}} = \varepsilon C_0 \quad (V-2)$$

где l – длина конденсатора, а r_1 и r_2 – радиусы внутреннего и внешнего цилиндров.

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

$$f = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{L_0 C_0 \varepsilon}} = \frac{f_0}{\sqrt{\varepsilon}} \quad (V-3)$$

где f_0 – частота генератора при заполнении конденсатора средой с $\varepsilon=1$. 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 компонентов: жидкости и газа. Поэтому прежде чем воспользоваться для измерений 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]. За последние годы в Советском Союзе 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 $\varepsilon_1 > \varepsilon_2$.

Формула Лоренц-Лорентца справедлива для малых v , сферической формы частиц и $\varepsilon_2=1$ [39-40].

$$\varepsilon_{CM} = \frac{3 + (1 + 2V_1)(\varepsilon_1 - 1)}{3 + (1 - V_1)(\varepsilon_1 - 1)} \quad (V-4)$$

Релей уточнил эту формулу, рассмотрев вопрос значительно шире. Для параллельных цилиндров и сфер он получил выражение:

$$\varepsilon_{CM} = 1 + \frac{3V_1}{\frac{\varepsilon_1 + 2}{\varepsilon_1 - 1} - V_1 - 1,31 \frac{\varepsilon_1 - 1}{\varepsilon_1 + \frac{4}{3}} \cdot V^{\frac{10}{3}}}$$

(V-5)

При малых объемных концентрациях можно пренебречь последним членом в знаменателе. Получавшаяся в этом случае упрощенная формула совпадает с выражением (V-4).

Для еще более малых значений v_1 можно отбросить и второй член в знаменателе (V-5). При этом получается формула Максвелла [37].

$$\varepsilon_{CM} = 1 + \frac{3V_1(\varepsilon_1 - 1)}{\varepsilon_1 + 2}$$

(V-6)

Формулы Оделевского и Кондорского, несмотря на различную запись, совпадают между собой:

$$\varepsilon_{CM} = \frac{1}{4} \{2 - 3V_1 + (3V_1 - 1)\varepsilon_1\} + \sqrt{\frac{1}{16} \cdot \{2 - 3V_1 + (3V_1 - 1)\varepsilon_1^2\} + \frac{\varepsilon_1}{2}}$$

(V-7)

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

$$\lg \varepsilon_{CM} = V_1 \lg \varepsilon_1 + (1 - V_1) \lg \varepsilon_2 \quad (V-8)$$

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 (V-8). Формула Лихтнекера проста в расчетах и применима к частицам произвольной формы. Ограничивающим условием может явиться лишь необходимостью 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 III части настоящей работы, все необходимые требования для применения формулы (V-8) в первом приближении выполняются, а ограничения не вносят существенных искажений. Выпадение из нефти третьей, твердой фазы также не вносит изменений в ε_{CM} , так как диэлектрическая проницаемость парафина ($\varepsilon_n = 2,25 \pm 0,03$) практически 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 (V-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 ($1 - v_1 = \beta_r$, $\varepsilon_1 = \varepsilon_n$ и $\varepsilon_2 = \varepsilon_r$ коэффициент объемной газонасыщенности потока запишется следующим образом:

Приведенная выше формула (V-3) позволяет сделать следующий шаг: подставить вместо диэлектрических проницаемостей соответствующие частоты электронного генератора. Для этого из формулы (V-3) ε надо записать в явном виде

$$\varepsilon = f_0^2 / f^2 \quad (V-10)$$

и прологарифмировать его при различных граничных условиях

$$\begin{aligned} \varepsilon &= \varepsilon_r, \lg \varepsilon_r = 2 \lg f_0 - 2 \lg f_r, \\ \varepsilon &= \varepsilon_n, \lg \varepsilon_n = 2 \lg f_0 - 2 \lg f_n, \\ \varepsilon &= \varepsilon_{cm}, \lg \varepsilon_{cm} = 2 \lg f_0 - 2 \lg f_{cm} \end{aligned} \quad (V-11)$$

Подстановка уравнений (V-11) в формулу (V-9) дает возможность получить в окончательном виде выражение, определяющее коэффициент объемной газонасыщенности через показания глубинного прибора в различных

(V-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 лифте отдельные водяные глобулы все же оседают на внутренней поверхности конденсатора и выносятся оттуда лишь при повышенной скорости потока.

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 (V-12). При помещении прибора с датчиком в лубрикатор, заполненный попутным газом под буферным давлением, замеряется от частоты f_0 , полученной в воздухе при атмосферном давлении. Для обычных измерений, когда не требуется очень высокая точность, можно использовать это значение $f_г$. Эта частота хотя и мала, но отличается от частоты f_0 , полученной в воздухе при атмосферном давлении. Для обычных измерений, когда не требуется очень высокая точность, можно использовать это значение $f_г$ для расчета 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 $f_г$. Все чертежи и таблицы, помещенные 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 $f_{см}$ на рис.29 и в формуле (V-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

раз-лична 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; связано это, 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 (V-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 ниже-лежащей части скважины этот же принцип может быть использован и для определения объемной водонасыщенности нефти. Большая разность в диэлектрических постоянных нефти $\epsilon_n \sim 80$, с одной стороны, делает разницу между жидкостями более ощутимой, с другой – 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

$$C_1 = \varepsilon_g \cdot C_g = \text{const} \quad (\text{V-13})$$

Общая емкость двух последовательно соединенных конденсаторов подсчитывается по формуле

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C_1} + \frac{1}{\varepsilon \cdot C_2} \quad (\text{V-14})$$

Подставляя это выражение в формулу Томсона (V-3), для зависимости частоты от параметров контура получим:

$$f = \frac{1}{2\pi \sqrt{L \frac{C_1 \varepsilon \cdot C_2}{C_1 + \varepsilon \cdot C_2}}} \quad (\text{V-15})$$

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

$$f^2 = \frac{1}{4\pi^2 L_0 C_1} + \frac{1}{4\pi^2 L_0 C_2} \cdot \frac{1}{\varepsilon} \quad (\text{V-16})$$

$$\text{или} \quad f^2 = f_1^2 + f_2^2 \cdot \frac{1}{3} \quad (\text{V-17})$$

$$\text{где} \quad f_1 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_0 C_1}}; \quad f_2 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_0 C_2}} \quad (\text{V-18})$$

Отсюда нетрудно получить выражение для диэлектрической постоянной среды, заполняющей проточный конденсатор C_2

$$\varepsilon = \frac{f_2^2}{f^2 - f_1^2} \quad (\text{V-19})$$

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

$$\varepsilon = \varepsilon_0 = 1; \quad f_0^2 = f_1^2 + f_2^2 \quad (\text{V-20})$$

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

$$\varepsilon = \varepsilon_u; \quad f_b^2 = f_1^2 + f_2^2 \cdot \frac{1}{\varepsilon_b} \quad (\text{V-21})$$

Комбинируя эти два выражения, получим:

$$f_1^2 = f_0^2 - \frac{(f_0^2 - f_b^2)\varepsilon_b}{\varepsilon_b - 1} \quad (\text{V-22})$$

$$f_2^2 = \frac{(f_0^2 - f_b^2)\varepsilon_b}{\varepsilon_b - 1} \quad (\text{V-23})$$

то есть какие-то определенные числовые значения.

При создании конкретной конструкции прибора следует иметь в виду, что значение f_1 (V-22) очень близко к величине f_ε . Чтобы убедиться в этом, достаточно в выражении (V-22) пренебречь единицей, по сравнению с большой величиной $\varepsilon_\varepsilon = 80$, и сразу с точностью до 1-2 % получается равенство

$$f_1 = f_\varepsilon$$

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. C_1 – емкость изолирующего слоя, C_2 – рабочий конденсатор, C_3 – паразитная емкость. Нетрудно убедиться, что выражение (V-19) в этом случае несколько усложнится и примет вид:

$$\varepsilon = \frac{f_2^2(f_3^2 - f^2)}{f^2(f_1^2 + f_3^2) - f_1^2 f_3^2} \quad (V-24)$$

Частоты по индексам соответствуют емкостям, указанным на рис. 31. Для нахождения постоянных параметров прибора f_1 или соответствующих им C_1 , необходимы уже не два, а три граничных значения, то есть определение из при значениях диэлектрических проницаемостей в уравнении (V-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 уже 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 (V-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

$$\varepsilon_{cm} = \varepsilon_H \cdot (1 + 3v_1) \quad (V-25)$$

до соотношений, полученных из опыта [49]

$$\varepsilon_{cv} = \varepsilon_H + \frac{V_1(\varepsilon_b - \varepsilon_H)(\varepsilon_H + 2)}{(\varepsilon_b + 2) - V_1(\varepsilon_b - \varepsilon_H)} \quad (V-26)$$

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. Скважина эта 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. Учитывая это, и в этом приборе объемная газонасыщенность $\beta_r = \gamma_r$ в верхней части лифта определяется, как и прежде, по известным значениям частоты в лубрикаторе f_r , в потоке f_{cm} и в нефти при давлении выше насыщения f_n , то есть по формуле (V-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 (V-12). Действительно, исходные формулы для определения ε (V-10) и (V-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 (V-12)

$$V_b = \frac{\lg f_{cm} - \lg f_b}{\lg f_{он} - \lg f_b} \quad (V-27)$$

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 (V-12), где за f_n берутся данные для однофазного потока в данной скважине независимо от степени его обводненности. Для нижней части скважины используется выражение (V-27). В этом случае $f_{он}$ — 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 же прибора в какой-либо безводной скважине данного участка месторождения. В настоящей работе при исследовании экспериментального участка, то есть скважин №№ 1734, 1735, 1736, 1737 и др. за $f_{он}$ принято значение 368,1 кгц, полученной в однофазном потоке безводной скважины № 1735. К сожалению, до сих

пор не изучен вопрос о диэлектрических свойствах нефти различных пропластков горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения, поэтому такое допущение даже для соседних скважин может вносить определенные неточности, особенно при малых процентах обводнения.

В последующем очень важно начинать измерения в тот период работы скважины, пока она еще не обводнена. Это позволит систематически следить за обводнением ее лифта и точно определить процент появившейся воды. Требуется специальной разработки и вопрос связи между диэлектрическими проницаемостями нефти, воды и их объемными соотношениями в смеси различной структуры.

На настоящем этапе исследования, когда производится первое, скорее качественное, чем количественное изучение работы обводненного лифта, без больших погрешностей можно воспользоваться формулой (V-27) и вышеизложенными комментариями к ней.

ГЛАВА VI

Приспособления для исследования скважин

§ 16. Прибор для изучения электрокинетических явлений в потоке.

Наличие электрического канала связи с глубинным прибором позволило вскрыть ряд новых характеристик потока скважины, связанных с нарушением в нем равновесного распределения электрических зарядов. Причиной появления электрокинетических явлений служит относительное движение частиц и среды, возникающее из-за разности в их плотности. Вследствие этого, как газовые пузырьки при их всплытии в нефти, так и глобулы воды при оседании приобретают нескомпенсированный заряд. Возникновение электрических потенциалов и зарядов в потоке в значительной степени осложняет процессы, происходящие и в нефти при ее подъеме по лифтовым трубам, и требуют, как и другие параметры системы, тщательного изучения для установления основных закономерностей.

На первом этапе, ввиду новизны вопроса, для исследования особенностей электрокинетических явлений в потоке использовались простые приборы. На рис. 35 приведен чертеж одного из датчиков для определения вольтамперных характеристик потока. Там же даны и схемы его включения в измерительную цепь.

Очень часто электрокинетические явления изучались попутно с другими параметрами потока. При этом датчиками служил корпус

прибора. Необходимое напряжение подключалось между лифтовыми трубами и корпусом прибора. Центрирующее и изолирующее оперение его поддерживало соосность между образующими коаксиальными трубами датчика.

§ 17 Прибор для определения степени сжатия газовых пузырьков и другие приспособления.

В процессе экспериментального исследования скважины создавались различные приборы, детали и приспособления для решения конкретных задач. На рис. 36 показано несложное устройство, предназначенное для определения разности в давлении внутри газового пузырька в окружающей среде. Работа его основана на подтвердившейся гипотезе наличия у газового пузырька жесткой смолопарафиновой оболочки.

Прибор представляет собой обычную, замкнутую сверху, тонкостенную дюралюминиевую трубку, которая опускается в скважину с грузовой секцией на кабеле или скребковой проволоке. В трубку вставлена индикаторная пластина 3 из плексигласа или другого материала, на котором хорошо удерживается парафин. В скважине верхняя часть трубки до уровня выходных отверстий 4 заполнена газом. Ниже их слабо циркулирует восходящий газонефтяной поток.

При всплывании пузырька на поверхности раздела нефти и газа он лопається, сбрасывая свою оболочку. В зависимости от величины перепада давления внутри пузырька и в окружающей среде остатки этой оболочки подбрасываются на ту или иную высоту и частично оседают на стенках трубки и индикаторной пластине. По высоте подъема этих остатков оболочек можно судить о степени сжатия газа внутри пузырька, а по размерам частиц – о массивности оболочек. Помещая индикатор в разных сечениях скважин, можно в какой-то мере судить о поведении газа в этом интервале. Измерения носят, естественно, чисто статистический характер.

На рис. 37 изображено другое приспособление, с помощью которого в верхнюю часть скважины вводились различные измерительные устройства. Ими были обычные термометры, ультразвуковые пакеты или радиоактивные вещества для облучения потока, индикаторы интенсивности отложений парафина и т.д. Все они крепились, в зависимости от назначения, либо внутри, либо с внешней стороны цельнотянутой стальной семиметровой трубы диаметром 25 мм. Через сальник в арматурном фланце труба вводилась в поток в устье скважины.

Фотографирование газо-нефтяного потока производилось специальной камерой, изображенной на рис. 38.

Кроме перечисленных приспособлений и приборов были созданы глубинный пробоотборник с плавно закрывающимися клапанами [2], устройство для измерения перепада давления и температуры на устье [1] и многое другое, не представляющее принципиального интереса.

ГЛАВА VII

Некоторые пути усовершенствования методики анализа состояния разработки нефтяного месторождения с законтурным и внутриконтурным заводнением.

§ 18. Новые принципы разработки Ромашкинского месторождения.

Разработка уникального по своим размерам Ромашкинского месторождения была связана с решением большого количества различных вопросов нефтедобычи и составила новый этап в развитии нефтяной промышленности.

Промышленные запасы девонской нефти Ромашкинского месторождения приурочены к пологой платформенной структуре горизонта D_1 , состоящей из невыдержанных по мощности прослоев мелкозернистых песчаников, песчаных алевролитов и глинистых аргиллитов с общим зеркалом водо-нефтяного контакта. В плане это равнинное месторождение имеет форму большого неправильного круга. Коллекторские свойства пласта ухудшаются от центра к периферии. Естественно, что при таких размерах месторождения эксплуатация его без искусственного поддержания давления была бы мало эффективной. Учитывая это, коллектив ВНИИ предложил «разрабатывать Ромашкинское месторождение с поддержанием пластового давления путем закачки воды в ряды нагнетательных скважин, расположенных внутри контура нефтеносности... Теоретическое и практическое воплощение система внутриконтурного заводнения нашла в Генеральной схеме разработки Ромашкинского месторождения... При составлении Генеральной схемы было принято предложение о совместной разработке на Ромашкинском месторождении всех пластов горизонта D_1 , что способствовало значительному увеличению эффективности разработки... Сущность системы в том виде, в котором она внедрена в промышленность, заключается в следующем. Ряды нагнетательных

скважин проводятся не только в законтурной части месторождения, но и внутри нефтяной залежи. Закачиваемая в нагнетательные скважины вода вначале представлена отдельными очагами заводнения. Но затем эти очаги сливаются и образуют один общий фронт воды, аналогичный имеющемуся при законтурном заводнении. Создаваемое на линии нагнетательных скважин повышенное давление образует дополнительный барьер давления, препятствующий перетоку нефти из одной площади в другую. Таким образом, месторождение разрезается водой по линии рядов нагнетательных скважин на отдельные площади, каждая из которых может разрабатываться отдельно от других по своей системе расположения эксплуатационных скважин. [50].

Так наиболее кратко выглядят общие принципы внутриконтурного заводнения, сформулированные самими авторами проекта. Они же наиболее четко определяют и основные преимущества новой системы разработки. «Система внутриконтурного заводнения, - утверждается в проекте, с разрезанием залежи на отдельные площади одновременно обеспечивает как высокую текущую добычу нефти, так и высокое суммарное извлечение нефти из недр при сильном сокращении сроков разработки и снижении капиталовложений и себестоимости нефти» [50].

Таким образом, новое в разработке Ромашкинского месторождения заключается в разрезании залежи на отдельные площади, на которые затем переносятся уже известные принципы и технология законтурного заводнения.

§ 19. Образование вытесняющего фронта воды при законтурном и внутриконтурном заводнении

Новые прогрессивные методы поддержания пластового давления с помощью законтурного и внутриконтурного нагнетания воды в нефтяные залежи нашли широкое применение в нефтяной промышленности нашей страны. В связи с этим центральным вопросом эксплуатации месторождения стал прием воды пластом и связанный с ним дальнейший контроль и регулирование фронта передвижения вода в продуктивном горизонте. Именно от этих факторов зависят такие параметры разработки, как сетка размещения нагнетательных и эксплуатационных скважин, темпы закачки воды и отбора нефти из продуктивного горизонта, период безводной и водной эксплуатации месторождений, текущая и конечная нефтеотдача пласта и многое другое.

Формирование и продвижение фронта воды при законтурном и внутриконтурном заводнении месторождений в значительной сте-

пени отличаются друг от друга. Эта разница имеет существенное значение, и ее необходимо учитывать.

При законтурном заводнении нагнетание воды производится в периферийную часть месторождения, за внешним контуром нефтеносности, в результате чего нефтяная залежь поджимается сбоку и снизу и в ней происходит подъем давления. При нагнетании закачиваемая пресная вода вступает в контакт с пластовой минерализованной жидкостью, которая служит буфером между вновь поступающей в пласт водой и нефтью. В этом случае природа сама сформировала фронт наступающей воды. Температура, вязкость и состав воды в зоне водо-нефтяного контакта практически не изменяются в течение всего периода разработки месторождения. Расположение нагнетательных скважин на некотором расстоянии от границы водо-нефтяного контакта приводит к перераспределению давления между неоднородными частями пласта через литологические окна. Поэтому движение жидкости, хотя и с разной скоростью, происходит по большей части мощности пласта, независимо от того, где и как перфорирована нагнетательная скважина.

При законтурном заводнении наибольшие скорости движения потока сосредоточены на призабойной зоне нагнетательной скважины, где они не вызывают каких-либо серьезных осложнений. Там же, где за счет внедрения воды в нефть идет частичный процесс образования эмульсии, скорости потока невелики. Благодаря этому эмульгирование идет слабо, не вызывая сколько-нибудь значительных дополнительных фильтрационных сопротивлений потоку. Контакт нагнетаемая вода – пластовая вода является чисто физическим процессом и не приводит, по-видимому, ни к химическим, ни к биологическим реакциям. Все эти благоприятные условия позволили упростить подготовку воды перед введением ее в пласт. В настоящее время от сложной системы водоподготовки оставлена лишь очистка воды от механических примесей, что значительно удешевило эксплуатацию [52-52].

Общепризнанно, что основными недостатками системы законтурного заводнения являются: применимость метода лишь к месторождениям небольших и средних размеров и одностороннее использование давления, развиваемого в пласте нагнетаемой жидкостью. Разработка крупного Ромашкинского месторождения потребовала нового подхода к вопросам эксплуатации и вызвала к жизни идею внутриконтурного заводнения.

В отличие от законтурного заводнения, где поверхность водонефтяного контакта создавалась самой природой в течение тысячелетий, при внутриконтурном питании залежи фронт нагнетательной скважины создается заново, в другой плоскости и в

весьма ограниченный отрезок времени. В связи с этим исходной поверхностью нового контура ВНК внутри залежи становится призабойная зона нагнетательной скважины, форма которой осложнена наличием обсадной колонны и цементного кольца с незначительным количеством перфорационных отверстий. В отличие от общепризнанного термина «ВНК», искусственно создаваемую вертикальную компоненту лучше назвать фронтом нагнетаемой воды ФНВ. При своем радиальном движении вновь образованный ФНВ¹ вытесняет нефть из пористого коллектора, сжимая ее и перемещая по плату или по отдельным пропласткам в зависимости от вертикальной структуры продуктивного горизонта и строения забоя нагнетательной скважины. Скорость растягивания этого искусственно созданного фронта и форма его поверхности как в горизонтальной, так и в вертикальной проекции определяются объемом закачиваемой жидкости, распределением давления в пласте и его пьезопроводностью. Пьезопроводность пласта, в свою очередь, является сложной функцией параметров коллектора и заполняющих его жидкостей.

Задача эксплуатационных скважин состоит в том, чтобы, регулируя равномерное растягивание фронта нагнетаемой воды, полностью отобрать из пласта вытесняемую нефть. При идеальных условиях эксплуатации разрабатываемой площади без учета сжимаемости величина отбора нефти в пластовых условиях должна быть равна объему закаченной жидкости. Реальный коэффициент, характеризующий степень эффективности использования нагнетаемой воды, меньше единицы. Однако, при внутриконтурном заводнении он намного выше, чем при законтурном.

В той части площади, где расположены эксплуатационные скважины, в безводный период эксплуатации, кроме перераспределения давления, не происходит существенных изменений в продуктивном горизонте и отбираемая нефть замещается новой. Поэтому можно считать, что основные процессы, влияющие на отбор нефти из пласта, сосредоточены в зоне вытеснения ее водой. В этой части залежи идет выработка пластов. Вполне естественно, что основное внимание при контроле за разработкой должно быть сосредоточено именно на этой вырабатываемой части залежи. Таким образом, нагнетательная скважина, с ее зоной влияния, является центральным объектом эксплуатационной площади, от параметров и условий работы которой в решающей степени зависят темп и полнота выработки продуктивного горизонта. По сравнению с существующим понятием, на Ромашкинском месторождении площадь имеет несколько иное определение. Нагнетательный ряд

перемещается с периферии в центр, а эксплуатационные ряды меняются местами: внешние становятся внутренними и наоборот.

¹Роль рабочего агента, вытесняющего нефть из пласта, может принадлежать не только воде, но и другим жидким и газообразным веществам. Сущность явления от этого не изменяется

Не касаясь пока вопроса о рациональной расстановке скважин при внутриконтурной выработке пластов, рассмотрим некоторые положения с другой точки зрения. Как уже говорилось, напор нагнетаемой воды создает в пласте градиент давления, под действием которого движется ФНВ, вытесняя нефть. При шахматном расположении эксплуатационных скважин и запроектированных на Ромашкинском месторождении больших расстояниях между нагнетательными эксплуатационными рядами для перехвата этого напора и отбора вытесняемой нефти достаточно двух первых рядов. Третий, внешний, эксплуатационный ряд, если он уже пробурен, может служить пьезометром для контроля за перехватом вытесняемой нефти внутренними рядами. Нет никакого смысла в перемещении нефти из зоны вытеснения через всю площадь до внешних рядов, если она может быть отобрана гораздо ближе. Искусственный зажим внутренних* (по новой терминологии) рядов для пропуска давления на более отдаленные участки, как будет видно из дальнейшего, приводит к уменьшению градиента давления и продвижению воды и нефти лишь по наиболее проницаемым частям продуктивного горизонта.

Интересно отметить, что термин «поддержание пластового давления», возникший в тот период, когда эксплуатация велась без искусственного воздействия на нефтяную залежь, также не вполне точно передает сущность внутриконтурной выработки, т.к. опять-таки говорит о необходимости поддержания давления по всему пласту и об отборе нефти по всей площади.

Из приведенных, хотя и весьма кратких рассуждений, становится все же вполне очевидным, что внутриконтурная выработка нефтяного пласта – это новый тип эксплуатации со своими особенностями и закономерностями, преимуществами и недостатками. Его всестороннее исследование и правильное использование позволят значительно увеличить эффективность процесса добычи нефти и снизить ее себестоимость.

§ 20 Трехмерный анализ и дифференциальные характеристики скважин.

Для сложных девонских пластов восточных районов страны основное затруднение при анализе текущего состояния разработки продуктивного горизонта связано не только с отсутствием надлежащего контроля за продвижением ФНВ в плане месторождения, но и крайней скудностью сведений о динамике вертикальной выработки нефтяных пластов. Служившие в течение многих лет классические интегральные параметры скважин: дебит, обводненность, пластовое и забойное давление и др., не могут больше удовлетворять растущих запросов технологии добычи нефти.

В качестве примера затруднений, возникающих при анализе промыслового материала, связанных с недостаточностью сведений о притоке жидкости на забой скважины, можно привести индикаторные кривые. Кроме известных из теории [53] индикаторных прямых, по наклону которых определяется коэффициент продуктивности, на практике встречаются и кривые, обращенные выпуклостью как к оси давлений, так и к оси дебитов. В связи с этим в литературе уже есть предположения о том, что нелинейная зависимость притока от депрессии обусловлена разницей давлений в пропластках с разной проницаемостью [54] или трещиноватостью песчаников, из которых сложен продуктивный горизонт [55]. В обоих этих предположениях важно то, что свойства пласта дифференцированы по мощности. На этой основе становится очевидной недостаточность для практики такого классического интегрального параметра, как коэффициент продуктивности скважины.

Другим параметром, показывающим необходимость перехода от интегральных к дифференциальным характеристикам скважины, является их обводненность. По проекту скважины Ромашкинского месторождения должны обводняться скачком в момент прорыва фронта нагнетаемой воды на забой эксплуатационной скважины. Некоторыми авторами на этом строятся основные экономические показатели разработки [56]. Однако реальный пласт в значительной степени отличается от однородного. Учет распределения проницаемости по мощности, проведенный в некоторых теоретических работах [57-59], показывает совсем другой характер процесса обводнения. Об этом же говорят и лабораторные исследования, и опыт разработки более старых месторождений [60]. Скважины начнут обводняться постепенно и гораздо раньше того срока, который определялся, исходя из однородного строения пласта.

Вышеприведенные значения подсказывают необходимость изучения не осредненных значений, а распределения по вертикали таких параметров, как давление, приток, продуктивность, процентное содержание воды в нефти и температура. (Необходимость

изучения температуры будет очевидна из последующего изложения материала). Все перечисленные параметры определяют работу скважины и являются динамическими дифференциальными характеристиками нефтяного пласта. Кроме них существуют начальные статические данные, полученные при электрометрии пласта и зафиксированные на каротажных диаграммах. По ним определяются пористость, проницаемость, нефте-водонасыщенность и другие параметры продуктивного горизонта. Эти статистические данные сняты как функции глубины залегания, в связи с чем, они могут быть отнесены к дифференциальным параметрам. Из сопоставления статических и динамических характеристик могут быть получены ценные сведения об эффективности разработки пласта. Однако на пути создания такой методики стоит целый ряд трудностей.

1. Не разработан еще вопрос сопоставления статических и динамических характеристик пласта. Поэтому необходимо провести тщательное изучение процесса притока при открытом забое, когда отсутствуют дополнительные осложнения, связанные с несовершенством скважины как по степени, так и по характеру вскрытия пласта.

2. Невозможность повторного снятия электрометрических характеристик пласта после спуска скважины в эксплуатацию. В действующей скважине стальная обсадная колонна и цементное кольцо отделяют измерительный прибор от пород продуктивного горизонта. Устранение этого недостатка в конструкции скважины станет возможным лишь тогда, когда каротаж скважин будет производиться с помощью частотных или ультразвуковых методов, а вместо стальной обсадной колонны будут использоваться диэлектрические пластмассовые трубы. На настоящем этапе развития экспериментальных исследований необходимо лишь повысить степень достоверности измерений путем хотя бы параллельных замеров на одной и той же скважине двумя независимыми геофизическими партиями. Это станет очевидным, если вспомнить, что такое дорогостоящее сооружение, как скважина, вводится в эксплуатацию на десятки лет, и в течение всего этого периода эффективность ее работы и степень выработки пласта будет определяться по сопоставлению с начальными каротажными данными.

3. Затрудняет работу также дискретность притока жидкости на забой скважины через отдельные перфорационные отверстия в обсадной колонне.

4. Наконец, огромным затруднением является невозможность точной привязки по глубине статических и динамических параметров пласта. Последнее обстоятельство имеет очень большое

значение для дальнейшей работы, поэтому на нем следует остановиться подробнее.

Как известно, для снятия электрометрических характеристик соответствующий прибор опускается в не обсаженную скважину на каротажном кабеле. С помощью стандартных каротажных кабелей (по их паспортным данным) можно измерить расстояние с точностью примерно $\pm 0,5$ м на километр. Если учесть, что удлинение скважины вследствие отклонения ее ствола от вертикали вычитывается по оси скважины, а кабель располагается в стволе по кратчайшему пути между изгибами, то ошибка может возрасти еще больше. Однако допустим, что эти ошибки невелики и местоположение нефтеносных пластов определено абсолютно точно. Это несколько не облегчает дальнейшую задачу. После установки и цементажа обсадной колонны в скважину на каротажном кабеле опускается перфоратор для прострела отверстий, соединяющих пласт с забоем. Расположение кабеля в стволе скважины отличается от того, какое было в ней до установки обсадной колонны. Разница в пути будет тем больше, чем сильнее искривлена скважина и чем больше в ней изгибов. Как показывают проведенные авторами измерения, почти ни в одной скважине нет четкого совпадения между расположением пластов и соответствующих им перфораций обсадной колонны.

В действующей скважине определение положения прибора вблизи забоя еще более затруднено. С одной стороны, это связано с тем, что путь кабеля лежит уже не через обсадную колонну, а по еще более узкой лифтовой трубе (для скважины № 503 разность измерений по обсадной колонне и лифтовой трубе составляет почти 3 метра при глубине забоя около 1700 м). С другой стороны, растяжение кабеля в значительной степени меняется от режима работы скважины, т.е. от скорости и направления потока жидкости в лифте, а также от силы трения кабеля о поверхность труб.

В зависимости от направления и скорости движения жидкости в скважине кабель может испытывать либо растягивающее усилие, либо, наоборот, сопротивление движущейся нефти может компенсировать вес кабеля, и он будет подниматься и скручиваться поттоком, особенно при наличии в верхней части лифта больших газовых пузырей. Даже при спуске и подъеме кабеля в одной и той же скважине без изменения режима ее работы силы трения при спуске заметно уменьшают растяжение кабеля, а при подъеме — увеличивают. Поэтому прямой и обратный замеры не совпадут друг с другом, если не учесть поправки на трение.

Теоретический расчет поправок на растяжение в различных условиях работы кабеля не даст серьезного повышения точности

замеров. Нет возможности определить поправку и экспериментально, поэтому приходится либо довольствоваться точностью $\pm 1-2$ метра, либо пытаться привязаться к какой-либо детали в конструкции скважины, глубина расположения которой хорошо известна. По имеющемуся опыту работы такими ориентирами могут служить воронка на конце лифтовой колонны, искусственный забой и нижние отверстия перфорации. Повышению точности замера может способствовать и учет общей картины расположения пластов.

Измерения, проведенные на довольно большом числе скважин Ромашкинского месторождения (около 20) показали, что положение воронки на конце лифтовых труб по промысловым данным определяется очень неточно. Поэтому положение воронки может служить лишь для контроля за совпадением показаний счетчика метража на поверхности при повторном спуске, либо при спуске разных приборов.

Аналогичное замечание можно сделать и по отношению к искусственному забою. Даже в том случае, когда поверхность его чистая и нет осадка или засоряющих предметов, точность привязки по нему получается невысокой. В целом ряде случаев, особенно после ремонта скважины, когда положение искусственного забоя практически совпадает с нижними отверстиями перфорации, привязка измерений к его положению может служить в качестве контроля за совпадением показаний при различных измерениях. К сожалению, обе эти точки без специальных исследований не дают возможности с достаточной точностью сопоставить динамические характеристики действующих скважин с их каротажными диаграммами.

Более надежной отметкой для практических целей оказались нижние отверстия перфораций. Однако это справедливо лишь в частном случае, например, для экспериментального участка Казанского университета, где нижняя пачка пропластков сложена хорошо проницаемыми песчаниками, и часть из них находится ниже отметки водонефтяного контакта. Вследствие этого нижние перфорационные отверстия приподняты над зеркалом воды и расположены против наиболее проницаемых частей пласта, обладающих максимальной производительностью.

Для развития дифференциального анализа и контроля за вертикальной выработкой пластов необходимо в конструкции новых скважин, вводимых в эксплуатацию, предусматривать какие-то реперные точки, по которым в процессе разработки можно было бы совмещать кривые притока, давления, температуры и т.п. Вероятнее всего, это будет радиоактивная метка где-нибудь в районе верхнего известняка. Важно, чтобы после любого ремонта или изменения конструкции скважины измерительный прибор, снабженный

соответствующим индикатором, всегда фиксировал эту точку. Без такой точной привязки в значительной степени снижается ценность полученных данных и ограничиваются возможности для выводов и рекомендаций.

ГЛАВА VIII

ФОРМИРОВАНИЕ ФНВ НА ЗАБОЕ НАГНЕТА- ТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ ЕГО ПРОДВИЖЕНИЯ В ПРОДУКТИВНОМ ГОРИЗОНТЕ

§ 21. Влияние величин давления сдвига на вертикальный профиль приемистости нагнетательной скважины

Экспериментальные исследования особенностей продвижения нагнетаемой воды при внутриконтурном заводнении производились в юго-восточном углу Южно-Ромашкинской площади в районе нагнетательных скважин № 2096, № 503, № 2097. Скважина № 503 была введена в строй летом 1952 г. и до 5 сентября 1957 года работала как эксплуатационная. После перевода в разряд нагнетательных, несмотря на небольшие сроки, она приняла уже более 2-х миллионов кубометров воды. Таким образом, к началу исследований, т.е. к 1959-1960 гг., искусственно созданный ФНВ отошел от забоя скважины на значительное расстояние, исчисляемой сотнями метров.

Рис.39.

На рисунке 39 приведено несколько кривых, характеризующих вертикальную приемистость продуктивного горизонта в разрезе скважины № 503 при различных режимах ее работы. На этом же рисунке для удобства сравнения нанесена диаграмма бокового каротажного зондирования и две зоны перфорации обсадной колонны. Из этой диаграммы видно, что в геологическом разрезе скважин представлены все пять пропластков «а», «б», «в», «г» и «д», характерных для горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения.

Скважина № 503 расположена на водоплавающей части залежи, между внутренним и наружным контурами нефтеносности. Нижняя часть ее двойного пласта «г» и полностью пласт «д» находятся ниже уровня начальной плоскости ВНК, проходящего по сечению с абсолютной отметкой – 1490 м (1652,8). Вследствие этого против них нет отверстий перфораций. Что касается остальных пропластков, что три средние из них соединены между собой и образуют единый монолит с весьма высокими коллекторскими свойствами. Верхний пласт «а» представлен нефтенасыщенными алевролитами довольно большой мощности.

Рядом с каротажной диаграммой на рисунке 39 помещен график приемистости пластов при расходе воды в 400 м³/с. По оси абсцисс отложена величина удельного расхода жидкости на 1 см мощности пласта в м³/с. Так как поглощение воды через отверстия перфорации идет дискретно, экспериментальный замер изменения расхода производился лишь через каждые 20 см. С такой же плотностью нанесены и точки на продифференцированных кривых. Величина удельного расхода определялась из отношения объема поглощенной воды в данном интервале мощности пласта к величине интервала. Кривая II характеризует приемистость скважины при расходе 1000 м³/с, а кривая III – 2000 м³/с. Последняя цифра не является предельной, т.к. скважина № 503 может поглощать и большие количества воды, не выходя за пределы давлений, развиваемых насосами кустовых станций (100 атм).

Приведенные на рис.39 графики, хотя и не отражают приемистость скважины во всем диапазоне применяемых давлений нагнетания, все же указывают на некоторые изменения в распределении поглощаемой воды при различных расходах по мощности продуктивного горизонта. Наиболее интересной особенностью является зависимость эффективной мощности водопоглощающих участков пласта от величины давления, при

котором производится нагнетание. Как следствие, из этого вытекает наличие порогового значения градиента давления, при котором, тот или иной участок пласта начинает принимать воду. В принципе это явление известно уже более ста лет [61]. Анализ причин, вызывающих отмеченную закономерность, показывает, что фильтрация жидкостей через пористую среду определяется целым комплексом явлений, зависящих как от параметров коллектора, свойств заполняющих его жидкостей и характера их течения, так и от условий эксплуатации. Несколько уточняя эти положения и отвлекаясь пока от конкретных условий разработки, можно отметить, что пороговое значение градиента, при котором начинается движение жидкости, и фильтрационное сопротивление среды зависят от состава и строения пород, слагающих коллектор, их пористости и проницаемости, от химического состава жидкости, ее сжимаемости, вязкости, поверхностного натяжения на границе раздела фаз и связанного с этим межмолекулярного трения и толщины аномального слоя жидкости на поверхности пор. При движении двух несмешивающихся жидкостей в пористой среде все это дополнительно осложняется капиллярными силами и образованием эмульсионных переходных слоев. Каждому из вышеперечисленных явлений посвящена своя, весьма многочисленная и зачастую противоречивая литература, основанная, как правило,

В качестве примера можно указать на книгу А.Э. Шейдеггера «Физика течения жидкостей через пористые среды» [62], которая содержит более тысячи ссылок на оригинальные работы. Приложение большинства полученных таким образом результатов к условиям реальных нефтяных месторождений вызывает определенные трудности. Поэтому при дальнейшем рассмотрении будут использованы только те материалы, которые имеют значение для выяснения характера формирования и продвижения воды и нефти в условиях Ромашкинского месторождения.

Проницаемость коллектора. Продуктивный горизонт D_1 Ромашкинского месторождения сложен из перемежающихся слоев песчаников, песчаных алевролитов и глин с частыми выклиниваниями и замещением хороших коллекторов плохими и наоборот. Исследование разреза скважин микрозондами указывает на то, что даже при макрооднородном пласте в его толще имеются участки с различной пористостью и проницаемостью. Особенно четко выражена слоистость коллектора D_1 и связанная с этим значительная разница между горизонтальной и вертикальной составляющей проницаемости [63-66]. С учетом переходных участков между отдельными пропластками можно считать, что в

геологическом разрезе призабойной зоны имеется целый набор значений проницаемости. Нижний предел его практически одинаков для всех скважин, верхний же может колебаться в значительных пределах в зависимости от качества коллекторов, вскрываемых данной скважиной.

На пороговое значение градиента давления и фильтрационное сопротивление оказывает влияние не только проницаемость призабойной зоны, но и более отдаленные участки пласта, по которым происходит движение жидкости от данной скважины. Так, например, средняя проницаемость призабойной зоны скважины № 503 определяется в 1000 мДарси, в то время как средняя проницаемость четырехсотметрового участка в западном направлении от этой скважины составляет лишь около 600 мДарси. На восток, по направлению к скважине № 2097, пласты, видимо, либо вообще выклиниваются, либо замещаются алевролитами, и проницаемость их падает до очень низких значений, не поддающихся измерению имеющимися средствами, или же они забиты водонефтяной эмульсией.

К сожалению, пока нет еще расходомеров, которые дали бы возможность изучить не только изменение расхода по мощности пласта, но исследовать радиальное распределение нагнетаемой воды в том или ином интервале.

Химический состав нефти. Как известно, нефть представляет собой сложную смесь большого числа углеводородов различного строения [67]. Наибольшее значение для выяснения законов фильтрации имеют полярные компоненты нефти: органические кислоты, фенолы, смолы и асфальтены, а также высокомолекулярные соединения, содержащие кислород, серу, азот и различные металлы, в основном переходной группы железа [68-69]. Все эти соединения в той или иной степени обладают поверхностно-активными свойствами [70] и определяют в связи с этим условия поведения нефти на границе раздела фаз, независимо от того, будет ли это кристаллическая или аморфная поверхность пор, или граница контакта нефти с водой или газом. Неполярная часть нефти состоит из углеводородов, принадлежащих к различным рядам: метановому, нафтеновому, ароматическому и др. Отчасти именно этот сложный состав и придает ту неповторимую специфичность фильтрации нефти в реальных условиях залежи, которая может быть использована для контроля процесса разработки месторождения. Кроме перечисленного, следует иметь в виду, что в продуктивных горизонтах очень часто встречается погребенная пластовая вода, заполняющая пространство пор наряду с нефтью. Концентрация и подвижность ее могут изменяться в значительных

пределах. Наличие дополнительного количества межфазных поверхностей должной также отразиться на характере перемещения жидкости по порам пласта.

По агрегатному состоянию в состав собственно нефти, как жидкости, входят растворенные в ней твердые и газообразные вещества.

Упругие свойства нефти, воды и породы. Благодаря тому, что в пластовой нефти растворено большое количество газов: азот, метан, этан, углекислый газ и другие, она обладает значительной сжимаемостью. Соответствующие коэффициенты для Ромашкинского месторождения лежат в пределах от $9 \cdot 10^{-5}$ л/атм до $10,4 \cdot 10^{-5}$ л/атм [71]. Такая значительная разница обусловлена частичным растворением азота и других легких компонентов краевыми и подошвенными водами, а также миграцией растворенного газа в приподнятую часть залежи. На порядок меньшую величину сжимаемости имеют породы кристаллического коллектора [72], которые так же, как и нефть, могут погасить на себе часть градиента давления. При двухфазной системе нефть-вода необходимо принимать во внимание и упругие свойства воды.

Вязкость пластовых жидкостей. Сжимаемость среды учитывается только в теории упругого режима работы пласта. При водонапорном режиме основной характеристикой пластовой жидкости является ее вязкость. Из-за сложного состава нефти, обычной используемая величина вязкости является ее интегральной характеристикой. Большое влияние на «усложнение» вязкостных свойств нефти оказывает кристаллический скелет пласта. Благодаря влиянию твердой поверхности, нефть, насыщающая поровое пространство, по своим характеристикам резко отличается от той же нефти в свободном объеме. В наиболее тонких каналах и наименьших порах нефть приобретает большую вязкость и становится более упругой по сравнению с порами большого объема и более широкими каналами. В результате этого поровое пространство оказывается как бы заполненным жидкостью с различной структурной вязкостью [70]. Следует отметить и сильную зависимость вязкости от температуры.

Таким образом, изменение свойств жидкости в пористой среде под воздействием твердой поверхности также приводит к дополнительной потере напора на преодоление сил межмолекулярного трения.

Капиллярное давление. Кроме чисто нефтяной части пласта, на фильтрационное сопротивление и величину порогового градиента давления оказывает также влияние его заводненый участок и переходная водонефтяная зона. При вытеснении нефти водой

физическая картина процессов, происходящих в нефтяном пласте, в значительной мере усложняется. Кроме поверхности раздела «твердое тело – нефть», дополнительно появляются две новых межфазных границы: «вода – твердое тело» и «вода – нефть». Наличие тройной границы в поровых каналах приводит к возникновению хорошо известного эффекта капиллярного давления, на преодоление которого при движении жидкостей необходима затрата дополнительной энергии.

Образование эмульсии. Продвижение двух несмешивающихся жидкостей в пласте, кроме перечисленных выше причин, дополнительно осложняется явлением эмульгирования в переходной зоне ВНК и ФНВ [70].

Известно, что при смешивании ромашкинской нефти с пресной и пластовой водой происходит образование стойких эмульсий воды в нефти. Причиной их стойкости является образование прочных адсорбционных пленок на поверхности раздела воды и нефти. Наличие таких пленок на глобулах воды было установлено еще Гурвичем. В их составе найдены высокомолекулярные нормальные парафины с числом атомов углерода от 50 до 79 [73] в смеси с такими поверхностно-активными веществами, как металлопарафиновые комплексы [74]. Кроме того, в состав веществ, образующих пленки, входят смолы, асфальтены и частицы разных минералов [75]. Предполагается даже, что смолистые вещества на границе раздела «нефть-вода» претерпевают необратимые изменения и теряют при этом способность вновь растворяться в нефти [76].

Наличие водонефтяной эмульсии совершенно по-другому ставит энергетические вопросы продвижения жидкостей в пласте. Диспергированные капли ведут себя почти как твердые частицы. При проталкивании их через сужения пор необходимы значительные усилия для деформации их поверхности. Чем больше величина поверхностного натяжения при том же размере частиц, тем большие усилия необходимы для изменения их конфигурации. Однако не только величина поверхностного натяжения определяет усилие, необходимое для проталкивания отдельной глобулы через поры. Некоторую роль в этом играет также механическая прочность адсорбционного слоя, образовавшегося на поверхности раздела вода – нефть. При определенных концентрациях эмульсия образует сотовую структуру с очень высокой механической прочностью, которая полностью может перекрыть те или иные поровые каналы и приостановить движение фронта воды в данном направлении. Существует большое количество теоретических работ, в которых

рассматриваются силы, необходимые для деформации капли при прохождении ее через пору [77-81].

Наконец, перед ФНВ образуется слой нефти с повышенной вязкостью, тормозящей его движение. Образование этого слоя обусловлено частичной растворимостью нефтяных газов в нагнетаемой воде.

Подводя итоги вышеприведенным рассуждениям, можно сказать, что силы сопротивления при движении двух жидкостей в реальном пласте весьма многообразны и трудно количественно оценить влияние каждой из них процесс торможения^{*)} (Рассмотрение проведено без учета связанной воды в порах коллектора. Наличие погребенной воды и ее структура могут в значительной степени изменить энергетические соотношения в пласте.

Чтобы понять еще одну причину затухания фильтрации в слабо проницаемых участках нефтяного пласта, расположенных рядом или в непосредственной близости от его лучших коллекторов, необходимо вернуться снова к рис.39. Как видно из каротажной диаграммы, верхний пропласток «а» сложен песчаными алевролитами с меньшей пористостью и проницаемостью, чем нижележащая мощная и высокопродуктивная пачка песчаников. На экспериментальных кривых против этого пропластка незаметно поглощения воды даже при наиболее высоких давлениях (кривая III). Не отмечается на этом участке и притока жидкости при пуске скважины на излив (рис.40). К сожалению, нет никаких данных о работе пропластка за предыдущие годы. Возможно, что он никогда не проявлял активности – ни при эксплуатации скважины, ни после освоения ее под закачку. Это могло быть, например, за счет некачественной перфорации. Более вероятно, что при переходе скважины в разряд нагнетательных призабойная зона этого, менее других проницаемого пропластка, была забита водонефтяной эмульсией. Поэтому, чтобы протолкнуть эту эмульсию по поровым капиллярам пласта, существовавшего давления на забое скважины не хватало. Однако предположим наилучший, третий вариант, когда пропласток «а», наряду с другими, стал принимать воду, но в меньшем количестве и с меньшей скоростью продвижения. Это вполне естественно, так как его проницаемость, а, следовательно, и пропускная способность, значительно ниже, чем у других.

В течение последующих лет искусственно созданный ФНВ более быстро продвигался по нижней пачке пропластков, значительно опережая его движение по верхнему прослою «а». Поступающие в нижнюю часть продуктивного горизонта большие массы холодной воды (более 2 млн. м³ с T=5-10⁰С) постепенно охладили вышележащий пропласток, как в его заводненной части,

так и в чисто нефтяной. Четырех метровый слой глины не мог долго служить теплоизолятором. Вместе с падением температуры возрастала вязкость нефти в пласте «а», увеличивая тем самым и без того высокое фильтрационное сопротивление. В какой-то момент времени величина порогового градиента превысила критическое значение, и ФНВ в этом пласте остановился. Давление нагнетания своевременно не увеличили, и поэтому пласт «а» стал постепенно остывать. В Казанском университете проведены соответствующие математические расчеты, показывающие, что закачанной воды достаточно, чтобы значительно снизить температуру этого пропластка [4]. Здесь нет необходимости говорить о запарафинивании пласта, так как процесс снижения вязкости и роста аномального слоя полярных компонент нефти на твердой поверхности пор идет непрерывно. При каждом градусе снижения температуры определенная часть нефти теряет подвижность, увеличивая толщину аномального слоя и снижая тем самым проницаемость пласта. Со снижением температуры растет и число пор, в которых нефть полностью потеряла подвижность при данном градиенте давления. Эти элементарные рассуждения о продвижении фронта воды и нефтеотдачи отдельного пропластка в еще большей мере справедливы для слабопроницаемых окраин высокопродуктивных пластов, или пластов слоистого строения. Для них охлаждение наступает особенно быстро после прохода фронта воды по соседней, наиболее проницаемой части, так как они не имеют таких теплоизолирующих прослоек из глин, как пласт «а» в скважине № 503. Из этого следует, что обводнение пласта в виде слоеного пирога [82, 83, 84 и др.] при внутриконтурном заводнении имеет особую специфику. В связи с охлаждением нефтеотдача залежи в водный период будет значительно ниже, чем при законтурном заводнении, несмотря на прочие равные условия.

Возвращаясь еще раз к пласту «а» скважины № 503, следует разобрать несколько подробнее отсутствие притока из него при самоизливе скважины. Левая кривая на рис.40 представляет собой характеристику поступления воды на забой нагнетательной скважины. Левая кривая на рис.40 представляет собой характеристику поступления воды на забой нагнетательной скважины на самоизливе.

На излив скважина была поставлена за сутки до производства измерений с тем, чтобы условия притока можно было считать квазистационарными. До этого в течение месяца скважина не работала. Напор, под действием которого происходил, излив, равнялся установившемуся значению буферного давления на головке скважины. Несмотря на довольно значительную депрессию,

пласт «а» не реагировал на нее какой-либо отдачей, по крайней мере, в пределах чувствительности прибора. Как уже говорилось, это могло быть результатом некачественной перфорации пропластка. Возможно и то, что при существующих расстояниях в 1200 м и между нагнетательными и эксплуатационными рядами начальное значение порогового давления было больше, чем давление нагнетания, и пласт «а» практически не принял воды. Если же часть воды до затухания фильтрации была все же закачана в пласт, то после прекращения движения ФНВ в нем призабойная зона пласта была очень сильно охлаждена водой, протекающей по колонне в нижнюю часть продуктивного горизонта. На рис. 41 приведена кривая распределения температуры по стволу скважины № 503 после месячной остановки. Как видно, несмотря на продолжительный прогрев от окружающих пород, температура забоя составляла $7,4^{\circ}\text{C}$. При таком охлаждении пластовая нефть увеличивает вязкость и в значительной степени теряет подвижность; тем более это относится к водонефтяным эмульсиям. Однако окончательное заключение о работе верхнего пропластка в скважине № 503 можно сделать только на основе специального исследования. Такие исследования особы необходимы ввиду перехода на раздельную закачку воды в пласты Ромашкинского месторождения и раздельную их эксплуатацию [84]. Если пласт настолько охлажден, что скважина не будет осваиваться под нагнетание несмотря на повышенные давления, то необходимо как можно быстрее бурить новые нагнетательные скважины специально на этот пропласток.

§ 22. Зависимость приемистости пластов от степени и характера вскрытия их перфорацией.

В связи со сложным слоистым строением горизонта D_1 и сильной зависимостью величины эффективной мощности пласта $h_{\text{эфф}}$ от градиента давления остро встает вопрос о качестве перфорации и местоположении перфорационных отверстий. Как правило, наибольшая величина $h_{\text{эфф}}$ наблюдается при изливе нагнетательной скважины (рис.40, 44). Однако даже при этих наиболее благоприятных условиях притока, в работе участвует не вся нефтенасыщенная мощность пласта. Примером этому может служить отсутствие приемистости у скважины № 503 (рис. 39 и 40) в интервалах 1628.4-1630.2, 1631.4-1632.6, 1634.0-1635.2 м и 1647.6-1648.4, несмотря на хорошо выраженные коллекторские свойства пласта на этих участках. Причиной этого, без большой ошибки, можно считать либо некачественную перфорацию, либо, что более вероятно, просто отсутствие отверстий в перечисленных интервалах

обсадной колонны. Аналогичные явления встречаются и у других скважин. При расчете эти интервалы попадают в число не охваченных выработкой и отрицательно сказываются на величине суммарного коэффициента нефтеотдачи. Если бы неполный прострел пластов учитывался коэффициентом совершенства скважины по степени вскрытия, то тогда не могло бы существовать зависимости

$$h_{эфф} = f(\Delta P) \quad (\text{VIII-I})$$

установленной выше. Поскольку такая зависимость существует, то для беспрепятственной работы пластов необходимо их полное вскрытие достаточным числом отверстий.

Наиболее вероятной причиной не простреленных мест на обсадной колонне являются ошибки при определении глубины спуска перфоратора. Как известно, точность замеров с каротажными кабелями равна ± 1 м, то есть максимально возможная ошибка при разных знаках погрешностей может достигнуть 2 м. Такую же величину имеют и провалы на кривой притока и приема у скважины № 503.

С внедрением в нефтепромысловую практику дистанционных дебитометров-расходомеров появится возможность контролировать качество и полноту перфорации пластов при приеме скважины из бурения. Пока же следует рекомендовать производить прострел колонны с перекрытием интервалов, а в тех случаях, когда расстояние между пропластками меньше 2-х метров, не разрывать в этом месте зону перфорации.

Количество отверстий, вскрывающих тот или иной пласт или пропласток, важно и по другой причине. На рис.42 приведена серия кривых приемистости и притока для нагнетательной скважины № 2096, расположенной на 376 метров к западу от скважины № 503. В ней имеется тот же набор пропластков, что и у скважины № 503 с той лишь разницей, что верхний слой «а» отсутствует, а четыре нижних разделены между собой глинистыми прослоями, причем слой «г» по-прежнему двойной. По материалам этой скважины можно проследить за изменением характера приема воды пластами по времени. Кривая на рис. 42, характеризующая приемистость скважины, снята 24.08.1959 г., а расположенная рядом с ней – 7.08.1960 г., то есть почти через год. За это время прием воды скважины несколько возрос. Расход увеличился в основном лишь против некоторых интервалов мощности пласта. Отсутствие достаточного опыта в анализе кривых притока и расхода не дает возможности однозначно осветить причину этого явления. Одной из наиболее вероятных причин может служить постепенный промыв некоторых поровых каналов в призабойной зоне пласта.

Элементарный подсчет показывает, что при средних расходах воды и средних суммарных мощностях поглощающих пластов скорость течения воды в призабойной зоне может достигать десятков сантиметров в секунду. Естественно, что десятки и сотни тысяч кубометров воды со взвешенными в ней твердыми частицами обладают абразивным действием на поровые каналы. Их поверхность частично размывается, а частично шлифуется и стачивается. Интересно отметить, что имеется своеобразная положительная обратная связь: чем больше протекает через данное сечение воды, тем больше расширяются каналы, и еще большее количество воды устремляется в них. В мало проницаемых частях картина может быть обратная. В некоторых работах отмечается изменение в сторону роста величины приведенного радиуса скважины r_c со временем [85].

Другой возможной причиной может быть изменение сопротивления данного сечения пласта в зависимости от продвижения ФНВ по его отделенным от призабойной зоны частям. Изменение сопротивления по данной линии тока складывается из сопротивления переходной зоны ФНВ и чисто нефтяной части. По мере выработки и замещения нефти водой сопротивление в избранном направлении уменьшается. В различных сечениях скорость искусственного ФНВ разная, поэтому приемистость того или иного сечения может меняться в зависимости от изменения общего сопротивления потоку в данном направлении. Однако следует еще раз подчеркнуть, что это только предположение. Оно нуждается еще в серьезной экспериментальной проверке при изучении во времени расхода–притока в близко расположенных нагнетательной и эксплуатационной скважинах. Более определенные результаты получатся, если забои скважин будут оставлены открытыми и исключится тем самым ошибка за счет дискретности притока.

Следует указать и на третью возможную причину – изменение отбора в эксплуатационных скважинах. Это тоже может вызвать перераспределение градиентов давления в пласте.

Кривая III на рис.42 показывает приток в скважину № 2096 при ее самоизливе. Видна достаточно хорошая степень вскрытия пластов. Однако и тут имеются две особенности. Первая из них чисто техническая. Лифтовые трубы, имеющие воронку на конце в этой скважине перепущены и закрывают половину пропластка «б», в результате чего нельзя определить характер работы его верхней части, так как при подъеме к кровле пласта «б» расходомер входит в лифтовые трубы. Следует отметить, что вообще при измерениях

расположение воронок отбивается значительно ниже того значения, которое дается по промысловым данным.

Вторая особенность более серьезная. Как видно из каротажной диаграммы, нижний пропласток «г» обладает пониженным омическим сопротивлением и расценивался раньше, как начало переходной зоны от нефти к воде, хотя и расположен почти целиком выше плоскости начального ВНК 1676.1 м. Вследствие этого, при работе скважины, как эксплуатационной, в первый период 1957-1958 гг. он не вскрывался перфорацией. После перевода скважины в разряд нагнетательных был произведен дострел. Однако, как видно из чертежа, он не дал положительных результатов, и этот интервал, по-видимому, не принимает и не принимает воду. Возможно, как уже говорилось. Произошло охлаждение пласта в районе призабойной зоны от рядом лежащего высокопроницаемого слоя, и он в значительной степени снизил проницаемость. Возможно, имеют место и другие, пока еще не ясные причины.

§ 23. Замечания по гидроразрыву в слоистых пластах и повышение производительности скважины.

На этом же участке, в том же ряду, по другую сторону от скважины № 503 расположена еще одна нагнетательная скважина № 2097. В отличие от уже рассмотренных, эта скважина имеет наклонный ствол с выносом забоя под пойму реки Степной Зай на расстоянии около 325 м от устья. Кроме того, скважиной № 2097 заканчивается разрезающий ряд между Южно-Ромашкинской и Лениногорской площадями. Дальше на восток идет не разбуренная пока часть месторождения.

На рис.43 приведена структура горизонта D_1 в этой скважине, нанесены интервалы вскрытия и кривая удельного расхода воды по вертикальному разрезу пластов. Из четырех пропластков «а», «в», «г» и «д», представленных в разрезе, вскрыты перфорацией три верхних, а принимают воду только два «в» и «г». Как видно из рисунка, пропласток «г» принимает воду в весьма ограниченном интервале у самой кровли и в очень небольшом объеме: 12-13 % от общего количества, или около $64 \text{ м}^3/\text{с}$.

Кривая расхода измерена вскоре после того, как на скважине № 2097 был произведен гидроразрыв пласта. В связи с этим вполне возможно, что резко выраженная приемистость отдельных отверстий перфорации, а, следовательно, небольших по мощности участков пласта обусловлена действием гидроразрыва. К сожалению, пока слишком мало экспериментального материала, чтобы можно было делать определенные выводы о влиянии

гидроразрыва на процесс выработки пластов по мощности. Чтобы не возвращаться больше к этому вопросу, следует отметить, что сомнения в целесообразности использования гидроразрыва для увеличения проницаемости призабойной зоны возникают из-за сильной слоистости пластов горизонта D_1 Ромашкинского месторождения. Как будет ясно из дальнейшего материала, разница в горизонтальной и вертикальной составляющих проницаемости чрезвычайно велика. В первом приближении вертикальной фильтрацией жидкости можно вообще пренебречь. В этом случае разрыв одного узкого слоя внутри пропластка резко увеличит объем закачки в него и скорость продвижения ФНВ по данному интервалу. Если вертикальная компонента фильтрации отсутствует, то этот слой размываться не будет и глубоко врежется в пласты, разрезая их по горизонтали. Для нормальной полной выработки пластов это явление крайне нежелательно.

При слоистом строении продуктивного горизонта (типа D_1) необходима разработка таких методов повышения проницаемости призабойной зоны, которые воздействовали бы одновременно на всю мощность пластов и действие их было бы сильнее там, где проницаемость ниже.

Повышенному фильтрационному сопротивлению коллектора при нагнетании воды способствуют несколько факторов:

- остатки глинистого бурового раствора в порах пласта;
- наличие аномального слоя нефти на поровой поверхности;
- возникновение эмульсии на границе нагнетаемой воды с нефтью и т.п.

Один из перспективных путей повышения проницаемости – это использование поверхностно-активных веществ при освоении скважин под закачку [86-89 и др.]. Если скважина перед переводом под закачку воды работала как эксплуатационная, то необходимо принимать меры по смыву аномального слоя нефти, который будет тем большим, чем дольше скважина работала как эксплуатационная. Для этой цели пригодны любые дешевые растворители тяжелых фракций нефти. С повышением температуры возрастает и их отмывающая способность. Скважины будут лучше осваиваться под нагнетание горячей водой, чем водой обычной температуры. Однако перечисленные выше способы лишь восстанавливают начальную проницаемость призабойной зоны, не улучшая ее как таковую, т.е. не могут заменить гидроразрыва.

Наиболее перспективным путем повышения общей проницаемости всей мощности пласта является наложение на поток воды, нагнетаемой в пласт, низкочастотных колебаний небольшой амплитуды^{*)}(Теория этого вопроса в настоящее время

рассматривается сотрудниками университета). Виброподача воды в значительной степени снижает фильтрационное сопротивление пористой среды. Предварительные опыты показывают, что приемистость нагнетательных скважин может быть увеличена таким путем примерно вдвое без повышения давления на головке скважины. Преимуществом этого метода является крайняя дешевизна необходимого оборудования и применимость на любой стадии нагнетания.

Другим возможным методом, более сложным и дорогостоящим, является терморазрыв пласта. Физика его очень проста, но исполнение, в силу специфичности условий, довольно сложно. Суть этого метода заключается в разогреве пород раскаленным воздухом или другим газом с последующим резким охлаждением водой или другой жидкостью. Вызванное этим растрескивание коллектора создаст дополнительные каналы проводимости для нагнетаемой воды.

§ 24. Определение вертикальных профилей пластового давления и продуктивности в нагнетательной скважине.

В предыдущем параграфе была отмечена значительная разница в приемистости пластов «в» и «г» у скважины № 2097. Подобная картина объясняется не только недостаточной перфорацией пласта «г» или плохим освоением его под закачку, но и разницей в пластовых давлениях в каждом из них. Это особенно четко заметно при переводе скважины из режима нагнетания на самоизлив. Кривая притока после установления режима приведена на рис.44 слева, наряду с уже известной кривой расхода. Из сопоставления кривых нетрудно установить, что при самоизливе отдача пропластка «в» уменьшается по сравнению с приемом, в то время как для пласта «г» картина обратная: он отдает больше, чем принимает. Благодаря тому, что эффективная мощность пропластков мало изменилась при переходе от режима нагнетания на излив, можно грубо оценить разницу в усредненных давлениях между пропластками «в» и «г». Для этого воспользуемся хорошо известной формулой, связывающей дебит скважин с депрессией через коэффициент продуктивности при линейном законе фильтрации. Для нагнетания воды в пласт можно записать:

$$Q_n = K(P_n - P_{пл.}) \quad (VIII-2)$$

Эта же формула для режима самоизлива будет иметь вид:

$$Q_{gh} = K(P_{nl} + P_{заб}) \quad (\text{VIII-3})$$

Предполагая, что коэффициент продуктивности K остается примерно одинаковым при движении жидкости в прямом и обратном направлениях¹ из двух приведенных уравнений можно определить две неизвестные величины :

$$P_{nl} = \frac{P_H Q_{np} + P_{заб} Q_H}{Q_H + Q_{np}} \quad (\text{VIII-4})$$

$$K = \frac{Q_H}{P_H - P_{nl}} = \frac{Q_{np}}{P_{nl} - P_{заб}} \quad (\text{VIII-5})$$

¹Это положение нуждается в уточнении, так как K есть функция нескольких переменных, из которых наиболее неопределенной величиной является радиус приведенного контура питания r_k . Остальные величины, входящие в общую

$$K = \frac{2\pi \cdot kh}{\mu \ln \frac{r_k}{r_c}}$$

формулу такие, как проницаемость k , вязкость жидкости μ , приведенный радиус r_c скважины можно предположить неизменными, а h известным из опыта

:

Раздельные количественные характеристики для пропластков «в» и «г» позволяют найти средние значения пластового давления в каждом из них. Необходимые экспериментальные данные и результаты приведены в таблице №3.

Таблица 3

Пласт	Интервал пласта в м	Q_n , м ³ /с	P_n , атм	Q_{np} , м ³ /с	$P_{заб}$, атм	
«в»	1660-	436	270,2	316	166,2	
« г»	1664	64	270,6	102	166,6	
	1665,4-					
	1666,4					

При определении Q_{np} по чертежу рис.44 не принимался в расчет приток, появившийся в подошвенной части пласта «г» с тем, чтобы не нарушить величины коэффициента продуктивности для кровли этого пласта. Не учтены также потери напора в трубах за счет трения.

Из предпоследней колонки таблицы №3 видно, что разница в давлениях между соседними пропластками одного и того же горизонта D_1 достигает 20 атм. Появление притока из подошвенной части пропластка «г» говорит о том, что давление в этом районе достигает, по-видимому, еще более высоких значений, чем в кровельной части. Аналогичное положение и у граничных участков пласта «в». Это своего рода переходные зоны, обладающие пониженной проницаемостью по сравнению с основной мощностью пласта. Для них пороговое значение градиента давления достигает наибольших величин.

Анализируя средние значения пластовых давлений в отдельных интервалах, следует иметь в виду, что пропластки в свою очередь имеют сложную структуру с весьма большим значением набора проницаемостей. В пределах пропластка давление меняется по высоте от точки к точке так же сильно. Это хорошо видно по кривым притока и расхода. Там где имеет место максимальный расход воды при нагнетании, как правило, наблюдается минимальная величина притока при изливе, и наоборот. Особенно хорошо это заметно при наблюдении за динамикой изменения притока после перевода скважины из режима нагнетания на самоизлив. Вначале падает интенсивность пиков наиболее резко выраженных мест притока и увеличивается количество жидкости, поступающей из тех мест, где приемистость была невелика. Особенно активными, как уже отмечалось, становятся пограничные участки пропластков. Постепенно картина притока все изменяется и через 6-8 часов после начала излива становится совсем не похожей на кривую расхода. Появляются новые места притока, причем интенсивность излива из них и их эффективная мощность растут со временем. Вода, по-видимому, промывает ранее забитые отверстия и восстанавливает начальные параметры призабойной зоны. Еще более благоприятное воздействие на снижение фильтрационного сопротивления забоя нагнетательной скважины оказывает периодическая работа: попеременно нагнетание воды в скважину и пуск ее на излив. В подобном режиме длительное время работала скважина № 503, когда она использовалась, как источник волн давления в пласте (см. главу XII настоящей работы), и без того высокая поглощающая способность ее при этом еще больше возрастала.

На скважине № 503, имеющей, по промысловым данным, единый пласт мощностью в 24 метра, решено было применить метод определения пластовых давлений дифференцированно к отдельным интервалам по мощности пласта. Для этой цели была снята кривая притока воды при самоизливе скважины в установленном режиме.

До замеров скважина простаивала в течение месяца так же, как и обе соседние с ней нагнетательные скважины № 2096 и № 2097. Это способствовало выравниванию давления в горизонте Д₁ и созданию в нем равновесной невозмущенной обстановки. За сутки до измерения скважина была поставлена на излив с тем, чтобы и приток носил установившийся характер. Благодаря высокой проницаемости пластов, этот срок был вполне достаточен, так как наблюдения за динамикой процесса показали, что распространение волны возмущения, вызванное начавшимся изливом, идет на этом участке со средней скоростью 200 м/час. Через 12 часов после начала опыта дебит излива почти перестал падать. Измерение притока производилось через 24 часа после начала излива (рис.40).

Кривая расхода была снята через месяц после того, как в скважину № 503 снова началось нагнетание воды. Таким образом, и этот режим можно считать установившимся. В таблице № 4 собраны все данные для расчетов по формулам (VII-4), (VII-5).

Расчетный интервал был выбран равным одному метру, исходя из тех соображений, что с большей точностью практически невозможно совместить данные двух замеров. Кроме того, на первом этапе исследований, когда познаются общие закономерности, нет необходимости в излишней детализации.

Величина потерь на трение при нагнетании определена в 2 атм, а при изливе несколько больше, чем 1 атм. Такие низкие значения обусловлены тем, что из скважины № 503 были подняты насосно-компрессорные трубы и нагнетание и излив производились по шестидюймовой обсадной колонне.

Таблица 4

$P_n^{буф}=64$ атм

Таблица 4						
№№ π/π	Интервал	h _м	Q _н М ³ /С	P _н ат	Q _{пр.} М ³ /С	P _з ат
1	1627— 1628	1	42	225	84	16
2	1628— 1629	—	6	225	12	16
3	1629— 1630	—	24	225	56	16
4	1630— 1631	—	60	225	48	16
5	1631— 1632	—	40	225	16	16

6	1632— 1633	—	8	225	16	16
7	1633— 1634	—	28	225	24	16
8	1634— 1635	—	—	—	—	—
9	1635- 1636	—	24	226	108	16
10	1636- 1637	—	104	226	84	16
11	1637— 1638	—	30	126	20	16
12	1638- 1639	—	36	226	32	16
13	1639- 1640	—	132	226	80	16
14	1640— 1641	—	238	226	38	16
15	1641— 1642	—	330	226	30	16
16	1642— 1643	—	230	226	6	16
17	1643— 1644	—	34	226	2	16
18	1644- 1645	—	16	226	12	16
19	1645— 1646	—	20	227	18	16
20	1646- 1647	—	180	227	70	16
21	1647— 1648	—	20	227	12	16
22	1648- 1649	—	80	227	8	16
23	1649— 1650	—	220	227	100	16
24	1650- 1651	—	—	227	12	16
	1627— 1651	24	1952	226	888	16

На рис.45 результаты подсчетов для наглядности нанесены в виде графика. Даже беглого взгляда на распределение давления в пласте достаточно, чтобы убедиться, что горизонт D_1 в этой части представлен тремя пропластками «б», «в», «г», отделенными друг от друга более слабопроницаемыми прослоями с повышенным давлением. Если расчет вести не метровым интервалом, а в соответствии с интервалами притока и расхода (рис.46), то прослои выступают более четко. Это весьма интересный факт, так как по данным каротажной диаграммы пласт представлен единым монолитом с высокой степенью однородности и разделение его на пропластки произведено чисто условно.

Кстати, как видно из рисунков 39, 45 и 45а, границы пропластка «в» на каротажной диаграмме нанесены не совсем точно. Они лежат в районе 1634-1635 м, а не 1639-1640, как это предполагалось. Из приведенного факта следует два серьезных вывода.

Несмотря на кажущееся соединение двух или трех пропластков, они все же не оказываются разделенными между собой более слабопроницаемым слоем, чем остальная часть, и между ними лежит как бы потенциальный барьер с более высоким значением пластового давления.

Используемый метод обработки кривых притока и расхода позволяет определить неоднородности пласта, лежащие вдали от призабойной зоны. Кроме того, эти кривые являются также наиболее чувствительным индикатором на отбор нефти из пласта. Там, где отбор недостаточен, давление растет и наоборот.

Из дальнейшего будет видно, что удельная мощность пласта «в», при его слиянии с другими очень часто занижается и вследствие этого создается не совсем правильная картина выработки нефти и продвижения фронта воды.

На основании рис.45 и 45а более ясной становится картина изменения расхода у скважины № 503 при уменьшении давления нагнетания. Совершенно очевидно, что первыми должны были уменьшить и вообще прекратить прием воды граничные участки пропластков, а затем полностью пласт «б», как это и было в действительности. Таким образом, наряду с факторами, определяющими величину порогового давления, которые были изложены в начале главы, большое значение имеют условия разработки, в том числе и степень приема воды и отбора нефти не только каждым пропластком, но и его отдельными частями. Слоистость пластов приобретает при этом решающее значение, не давая возможности давлению выравниваться по вертикали пласта. Из тех же рисунков 45 и 45а видно, что, несмотря на

установившийся режим и имеющуюся литологическую связь между пластами «б» и «в», разность давлений между ними достигает пятнадцати и более атмосфер.

Изложенный метод может быть использован в нефтепромысловой практике для определения средних интегральных пластовых давлений в данной скважине. Для этого нет необходимости в глубинных дебитомерах - расходомерах: все измерения можно произвести на устье скважины. При установившихся режимах замеряется расход воды в определенный отрезок времени. Та же самая операция повторяется при изливе. Давления без учета потерь напора на трение определяются по буферному манометру. Насколько отличается величина пластового давления, полученного таким методом, от замеряемой обычно при длительной остановке скважины, видно из последней строчки таблицы № 4. Реальное средне-интегральное значение $P_{пл.}$ для скважины № 503 равно 184 атм, в то время как после длительной остановки образцовый манометр на буфере скважины показывал 32 атмосферы, что соответствовало $P_{пл.}=196$ атмосферам. Как видно, разница составляет значительную величину – 12 атмосфер. Эта разница определяется также неодинаковыми давлениями в пропластках. При остановке скважины давление на забое оказывается равным наибольшему его значению в пропластках, если производительность пропластка с наивысшим давлением достаточна для обеспечения перетоков в пласты с более низким давлением. При небольшой продуктивности слоя устанавливается какое-то динамическое равновесие, смещенное все же в сторону более высоких давлений. В конкретном случае для скважины № 503 статическое давление на буфере скважины определяется пропластком «б», давление в котором составляет около 196-198 атмосфер, и слабопроницаемыми зонами между другими пропластками. Подобные ошибки могут дать неправильную информацию о давлении на линии нагнетания.

Интегральные кривые восстановления давления, которые за последнее время стали сниматься на скважинах, по изложенным выше причинам не будут давать объективной информации о состоянии призабойной зоны пласта.

На рис.46 приведены данные о пластовых давлениях для скважины № 2096, полученные на основании рис.42.

§ 25. Влияние динамики разработки месторождения на вертикальный профиль приемистости нагнетательных скважин [94]

Экспериментальные данные, приведенные в предыдущих параграфах, со всей убедительностью показывают, что приемистость нагнетательной скважины зависит не только от профиля продуктивности пласта, но и от вертикального распределения в нем пластового давления. В свою очередь, вертикальный профиль пластового давления определяется фильтрационной характеристикой пород продуктивного горизонта, величиной давления нагнетания, профилем отбора нефти из бассейна данной нагнетательной скважины и другими более мелкими факторами.

В качестве примера на рис.47 и 48 приведены профили приемистости самоизлива и пластового давления для скважины № 503, снятые в августе 1961 года. Отличительной чертой режима, в котором работала скважина № 503, снятые в августе 1961 года. Отличительной чертой режима, в котором работала скважина № 503 в 1961 году, является еще более ограниченная закачка воды в нее. График расхода на рис.47 соответствует суммарной приемистости $Q_n=1170 \text{ м}^3/\text{с}$. Кроме того, для подсчета пластового давления использовался график притока жидкости на забой скважины, измеренный всего лишь через 4 часа после того, как скважина была переведена на самоизлив. Оба эти фактора привели к тому, что радиус влияния скважины сильно сократился, и определенный по этим данным профиль пластового давления оказался слабо дифференцированным (рис.48). Во всех трех работающих пропластках «б», «в», «г» давление соответствует средней величине $P_{пл.} \cong 188 \pm 2 \text{ атм}$. Исключения, как всегда, составляют граничные участки и кровли пластов «б» и «в», где наблюдаются более значительные отклонения от этого среднего значения.

Из сопоставления замеров 1960 и 1961 г. становится очевидной зависимость данной скважины. Чем дальше конус давления уходит от забоя нагнетательной скважины и приближается к зоне отбора нефти, тем сильнее профиль пластового давления зависит от динамики разработки данного участка залежи.

Теория упругого режима залежи [90-91], как учение о переходных процессах в пласте, может оказать большую помощь в промысловых измерениях подобного типа. Если воспользоваться формулами этой теории для определения приведенного радиуса влияния при изменении режима работы скважины, то путем последовательных замеров во времени профилей приемистости и притока можно, по-видимому, построить график распределения давления по слоям на участке между нагнетательной и эксплуатационной скважинами. Полученные данные используются затем для построения дифференциальных карт изобар в плане месторождения. Такая многослойная карта значительно облегчит

контроль за выработкой пластов в условиях, когда имеется не одна нагнетательная скважина, окруженная системой эксплуатационных [92], а сплошной нагнетательный ряд. Чем больше имеется нагнетательных скважин, в которых произведены измерения профиля пластового давления во времени, и чем чаще они расположены в ряду, тем точнее будет карта изобар.

Большой интерес представляет проверка приемистости разработанной методики к месторождениям с законтурным заводнением, где, по современным представлениям, преобладает механизм подъема ВНК, а не поршневое движение вытесняющей жидкости [93]. С этой целью было проведено несколько измерений на Бавлинском нефтяном месторождении в Татарии. Это месторождение, кроме иного типа заводнения, имеет, по сравнению с Ромашкинским, и более однородный по своему строению и проницаемости продуктивный горизонт.

Чтобы избежать еще одной погрешности, связанной с дискретностью расхода и притока жидкости через отдельные отверстия перфораций, исследованию подверглась, в основном, нагнетательная скважина № 531, имеющая открытую конструкцию забоя. Нижний, свободный конец обсадной колонны у этой скважины зацементирован на глубине 1664,5 м, т.е. несколько ниже кровли горизонта D_1 (1658,8 м). Продуктивный пласт вскрыт через 8^{1/2} обсадную колонну долотом 7^{3/4} до глинистой перемычки, отделяющей горизонт D_1 от нижележащих пластов (1684,4 м).

Каротажная диаграмма и укрупненный профиль расхода воды для этой скважины приведены на рис.49. Величина амплитуды вместе с удлинением составляют 191,8 м. О структуре продуктивных отложений девона можно судить по приведенному рисунку и заключению по БКЗ Бугульминской промыслово-геофизической конторы от 14 марта 1954 года.

В интервале 1661,2-1671,6 м залегает высокоомный нефтенасыщенный песчаник. (Удельное сопротивление пласта определить невозможно из-за отсутствия полного комплекта зондов). Верхняя часть пласта (1661,2-1664,2) обладает, по данным ПС, ухудшенными коллекторскими свойствами; в интервале 1664,2-1666,2 заглинизированный прослой. В интервале 1671,6-1684,4 водоносный песчаник с удельным сопротивлением 0,5 – 1,5 Ом.

Для более полной характеристики следует добавить, что скважина № 531 расположена между внутренним и внешним начальным контуром нефтеносности на Северо-Восточной окраине месторождения.

Первые же экспериментальные замеры показали, что за семь с лишним лет эксплуатации правильная цилиндрическая форма забоя

этой скважины несколько нарушилась. Отсутствие кавернограммы не позволяет дать точную поверхность, однако, по характеру изменения скорости потока при нагнетании воды и самоизливе можно отметить некоторые отклонения от первоначальной формы. Цементированные песчаники, в основном, сохранили неизменный диаметр скважины, имея лишь мелкие нарушения. Наибольший размыв и соответственно увеличение диаметра наблюдается у нижнего конца обсадной колонны, непосредственно от обреза труб до отметки 1666,2. Этот интервал точно совпадает с заглинизированным участком, отмеченным в заключение геофизиков. Второй размыв прослой лежит на отметке 1670,0 – 1671,6 м; третий, наиболее слабый, на глубине 1674,6 – 1675,2 м. Искусственный забой отбивается по отметке 1682,4 м. Проба грунта, поднятая с этой глубины, показала, что два последних метра ствола скважины засыпаны красными окислами железа, смешанными с глинистыми частицами. При пуске скважины на длительный самоизлив эта пробка не вымывается.

На кривой самоизлива (на рисунке не показано) в местах наибольшего разрушения забоя, наблюдаются резкие выбросы в скорости течения потока, указывающие на очень интенсивный приток жидкости в узком интервале пласта. Так как обсадная колонна, а, следовательно, и перфорационные отверстия отсутствуют, то подобные выбросы могут быть объяснены только наличием макроскопических трещин в породах пласта. Для того чтобы обеспечить наблюдающуюся интенсивность притока, трещины должны соединяться между собой и иметь значительную проницаемость¹.

Отсутствие свежей кавернограммы скважины затрудняет не только определенные формы открытого забоя, но и не дает возможности вычислить и приведенное распределение скоростей потока против продуктивного горизонта. Ввиду этого при анализе кривых расхода и притока приходится пользоваться наиболее достоверным укрупненным интервалом, т.е. графиками в том виде, в каком они приведены на рис. 49 и 50, без мелких деталей.

Первое, что бросается в глаза при анализе данных на рис.49, это ярко выраженное противоречие между фактической приемистостью пластов и их каротажными данными. Действительно, верхняя часть пласта, сложенная из пород с худшей проницаемостью, принимает несравненно большее количество воды, **Трещиноватость алевролитов Бавлинского пласта установлена давно, при анализе кернового материала [93].**

чем хорошо выраженные песчаники нижней части. Однако противоречие это чисто кажущееся. Оно возникает лишь тогда,

когда каротажные данные и профиль приемистости рассматриваются в отрыве от процесса разработки месторождения. Все недоразумения устраняются при наличии одновременно с профилем приемистости и профиля притока жидкости на забой скважины при ее самоизливе. Как нетрудно видеть из рис. 50, профиль притока имеет почти прямо противоположный вид: при самоизливе основная масса воды поступает из нижних песчаников и из тех мест, которые при нагнетании не принимали воды. Подобное поведение воды явно указывает на то, что в этих интервалах имеет место повышенное значение пластового давления.

Полученная ранее формула (VIII-4) для подсчета пластового давления по кривым притока и расхода может быть использована и в том случае, когда неизвестен диаметр проходного сечения ствола скважины и затруднено точное определение дебитов Q_H и Q_{np} по интервалам пласта. Для этого достаточно в первой части равенства (VIII-4) заменить отношение дебитов отношением скоростей потока в данном сечении скважины, определенным по измерениям прибором с гидрометрической вертушкой

$$\frac{Q_{np}}{Q_H} = \frac{U_{np} \cdot S \cdot t}{U_H \cdot S \cdot t} = \frac{U_{np}}{U_H}$$

В этом случае формула (VIII-4) примет вид:

$$P_{пл} = \frac{P_{заб} + P_H \cdot \frac{U_{np}}{U_H}}{1 + \frac{U_{np}}{U_H}} \quad (VIII-6)$$

Из нее следует, что профиль пластового давления может быть получен и без кавернограммы скважины. Чтобы не усложнять картину излишней детализацией, так как в дальнейшем это преимущество не используется, на рис. 51 профиль пластового давления приведен по тем же укрупненным интервалам, как и на рис. 49-50. Одновременно с этим на чертеже точками в виде белых кружочков, соединенных пунктирной линией, указаны средние значения коэффициентов продуктивностей для данных интервалов. Вычисление этих коэффициентов, после того, как известно пластовое давление, труда не представляет.

Сопоставление полученных данных рис. 51 с каротажной диаграммой показывает, что продуктивность нижней части пласта действительно значительно лучше, чем верхней. Слабая же приемистость объясняется высоким уровнем пластового давления, достигающим 218-220 атм, по сравнению с $P_{пл}=182$ атм в средней, наиболее сильно поглощающей части ($P_n=61$ атм).

Если сравнить данные рис. 51 с теми, которые были получены для Ромашкинского месторождения, например, рис. 45-48, то видно принципиальное сходство. Нижние наиболее продуктивные пропластки, обладая повышенным давлением, почти не принимают воды. Все это с убедительностью говорит о том, что продуктивные горизонты и Ромашкинского, и Бавлинского месторождений в процессе разработки не представляют собой совершенной, единой гидродинамической системы. С прекращением нагнетания жидкости и отбора нефти возможно, что такая система с течением времени и придет в равновесие, но в процессе разработки малой связью между отдельными пропластками можно пренебречь и рассматривать их как самостоятельные залежи.

Естественной причиной разобщенности пластов и сложной структуры распределения пластовых давлений при эксплуатации горизонта является природная слоистость девонских отложений. Кроме этого на профиль пластовых давлений в сильной степени влияет и неоднородность отбора нефти по вертикали продуктивного горизонта.

Для экспериментального участка на Ромашкинском месторождении профили отбора нефти будут разработаны в следующей главе. К сожалению, из-за крайне напряженного положения с добычей нефти, связанного с проводимым промышленным экспериментом [95] на этом месторождении, НПУ «Бугульманефть» не удалось пока ни в одной эксплуатационной

скважине установить воронки на конце лифтовых труб. В связи с этим до настоящего времени нет возможности экспериментально изучить особенности профиля отбора нефти на этом месторождении. Для дальнейшего анализа можно только предположить на основании самых общих рассуждений, что в эксплуатационных скважинах, расположенных в непосредственной близости от скважины № 531 на водоплавающей части, вскрыты перфорацией только верхние интервалы. Воронки депрессии этих ближайших скважин и создают то пониженное значение давления в верхней и средней частях горизонта D_1 , которое наблюдается на рис.51. Влияние центральной «сухой» части месторождения, где перфорирована вся продуктивная толща, создает только общий фон и из-за дальности расстояний не вносит существенных изменений в профиль пластовых давлений на линии нагнетательных скважин.

Благодаря тому, что на Бавлинском месторождении осуществлено законтурное, а не внутриконтурное заводнение, имеет место еще одна причина, влияющая на профиль пластового давления – это наличие как бы второго ряда нагнетательных скважин, расположенных за внешней границей залежи^{*)}(Разделение нагнетательных скважин на два ряда – внутренний и внешний – проведено чисто условно, опираясь лишь на факт различного удаления их от контура нефтеносности). Для скважины № 531 такой ближайшей соседкой второго ряда будет скважина № 532, расположенная за ней на расстоянии около 1300 м.

Каротажные данные и профиль расхода воды для этой скважины даны на рис. 52. По этим данным нетрудно установить, что весь верхний интервал горизонта D_1 на этом участке сложен из уплотненных глин и алевролитов и лишь низ разреза представлен водоносным песчаником. Судя по кривой ПС, верхняя часть песчаников имеет более хорошие коллекторские свойства, чем нижняя. Однако, сопоставление каротажных данных и профиля расхода показывает, что и в этом случае имеет место, подмеченное противоречие между проницаемостью и приемистостью пластов. На этот раз верхний, лучший по проницаемости интервал, принимает воду значительно хуже, чем нижний. Имеющиеся просветы в профиле расхода связаны, очевидно, с некачественной перфорацией, и мало вероятно, что этот факт мог значительно снизить приемистость пород.

Измерение притока на этой скважине не производилось, поэтому для внесения некоторой ясности следует рассмотреть поперечный геологический профиль через эти две скважины (рис. 53). На основании установленного выше распределения пластового давления по вертикали разреза скважины № 531 можно

предположить, что нижняя часть пласта между этими двумя скважинами разбита на два слоя слабопроницаемой перемычкой, не отмеченной на стандартной каротажной диаграмме. На рис.53 она нанесена в виде узкой заштрихованной полосы. Заглинизированный, а поэтому и размытый прослой, отмеченный в скважине № 531, в этой части пласта дополнительно подтверждает подобное предположение.

Дальнейший анализ рис.53 показывает, что при существующем распределении воды между скважинами № 531 и 532 высокое пластовое давление в подошвенной части горизонта D_1 на этом участке создается не только слабым отбором жидкости из этого интервала со стороны эксплуатационных рядов, но и сильным подпором, который развивает скважина № 532.

В свою очередь, скважина № 531, в которой имеет место значительное поглощение воды верхним интервалом нижней части, создает энергетический барьер для приема воды данной частью пласта в скважине №532. Эти две скважины как бы дополняют и в то же время взаимно исключают друг друга, находясь в равновесии^{*)}. Следует иметь в виду, что и другие нагнетательные скважины, находящиеся поблизости, например № 4 и др., также могут оказывать влияние на профиль приема воды разбираемыми скважинами. Но если учесть, что результирующая градиента давления направлена к центру площади, то влиянием боковых скважин в первом приближении можно пренебречь). Стоит одну из них остановить или, наоборот, повысить в ней давление нагнетания, как это сразу же приведет к перераспределению закачки воды по прослоям в другой скважине. Если приемистость скважин взаимосвязана, то имеет ли смысл закачивать воду в двух местах?

Учитывая, что поступление воды в подошвенную часть горизонта D_1 приводит не только к ненужному, но и вредному для эксплуатации излишнему подъему давления в заводненной части пласта под плоскостью ВНК, на этот вопрос следует ответить отрицательно. Скважина № 532 не дает ощутимого эффекта при разработке и должна быть законсервирована. Необходимое же количество воды для поддержания нормального пластового давления в этой части горизонта будет обеспечено усилившимся приемом нижней частью пластов в скважине № 531. Энергетически, а, следовательно, и экономически это будет более выгодно.

Чтобы высказанное суждение было более обоснованным, необходимо рассмотреть влияние на разработку излишне высокого пластового давления под плоскостью ВНК. Вредность повышенного давления в подошве D_1 в районе скважины № 532 связана с тем, что в ближайших эксплуатационных скважинах внешних рядов отбора

жидкости из этого интервала не производится. По заводненной, наиболее проницаемой части пласта, давление распространяется на очень большие расстояния. Для эксплуатационных рядов водоплавающей зоны залежи это создает нежелательные высокие перепады давлений в нижней части забоя скважины. Высокий градиент между водоносным интервалом горизонта D_1 и забоем скважин грозит нарушением цементного кольца и преждевременным прорывом подошвенной воды в обсадную колонну. Причем этот прорыв будет происходить не по пласту за счет локального подъема плоскости ВНК и образования конуса обводнения, а по промытым каналам в заколонном пространстве. В главе XI на примере Ромашкинского месторождения это положение будет более строго аргументировано.

Как не трудно видеть, разбираемый вопрос тесно связан с поведением ВНК в процессе эксплуатации месторождения. Серьезное исследование характера перемещения ВНК по Бавлинскому месторождению проведено в книге С.А. Султанова и Г.Г. Вахитова [93]. В ней, среди четырех возможных видов движения ВНК, указан и поршневой вид перемещения воды в пласте, характерный для северо-восточной части Бавлинской залежи, то есть района, прилегающего к нагнетательной скважине № 4. Совершенно случайно скважина № 531, имеющая открытую конструкцию забоя, расположена в том же районе по соседству с указанной скважиной № 4. Чтобы исключить вероятность случайного совпадения и показать, что поршневой тип движения воды в той или иной степени характерен для слоистых девонских пластов, были проведены дополнительные исследования в скважине № 118, лежащей почти на противоположной стороне месторождения. Аналогично скважине № 531 она пробурена на водоплавающей части залежи. В момент ввода ее в эксплуатацию ВНК разрезал горизонт D_1 почти на две равные части (рис.54).

Как видно из рисунка, в скважине перфорированы два нижних пропластка из трех, имеющих в разрезе, а воду принимает по всей своей мощности только нижний, основной пласт. Судя по каротажной диаграмме, он имеет довольно однородное строение и высокую проницаемость. Казалось бы, что это как раз хороший пример перемещения воды на рис.54 со всей убедительностью показывает, что основная масса воды поглощается кровельной частью нижнего пропластка, то есть именно той частью, которая расположена выше плоскости ВНК. Поршневое движение и здесь обусловлено пониженным пластовым давлением в зоне отбора нефти. Несмотря на разные проницаемости пород, вода быстрее движется там, где имеет место большой гидравлический напор.

На всех разобранных примерах этого параграфа еще раз показана недостаточность измерений лишь графиков расхода воды для правильного анализа состояния месторождения. Так как подобные графики зависят от двух переменных: продуктивности пород и распределения пластового давления, то по ним нельзя судить о коллекторских свойствах отдельных интервалов продуктивного горизонта и тем более сравнивать их с данными электрокаротажа скважины или керновым материалом¹. Лишь дополнительное измерение профиля самоизлива дает возможность определить обе неизвестные и получить правильное представление о динамическом состоянии разработки месторождения.

§ 26. Формирование ФНВ и нефтеотдача неоднородных пластов.

В слоистых неоднородных пластах процесс освоения нагнетательной скважины под закачку воды во многом определяет характер дальнейшего продвижения ФНВ. В свою очередь, от степени замещения нефти водой, то есть от полноты охвата пластов выработкой, зависит продолжительность безводной и водной работы эксплуатационных скважин и нефтеотдача данного участка месторождения. Для правильной, наиболее рациональной, экономичной эксплуатации той или иной части скважин или всего месторождения в целом, необходимы критерии, которые позволили бы контролировать в процессе работы степень выработки нефтяных пластов. Общепринятый коэффициент нефтеотдачи, определенный как отношение количества добытой нефти к промышленным запасам данного участка или всей залежи, остался от того периода, когда месторождения разрабатывались без методов искусственного воздействия на пласт[97]. Определение нефтеотдачи по электрометрии и керну оценочных скважин, специально пробуренных в тех местах, где уже прошел ФНВ, также является пассивной мерой, лишь констатирующей положение вещей на том или ином участке залежи [97,98].

В первом приближении общий коэффициент нефтеотдачи может быть разбит на три части:

$$\eta = \eta_0 \cdot \eta_{xy} \cdot \eta_z \quad (\text{VIII-7})$$

каждая из которых играет самостоятельную роль. η_0 – коэффициент, характеризующий степень замещения нефти водой, или коэффициент, вымывая нефти.

¹Такие заключения даются, например, в работе [96]).

Он оценивает нефтеотдачу той части коллектора, по которой прошла вытесняющая вода. Величина его зависит, главным образом, от состава и свойств полярных компонент нефти и от толщины образованного ими аномального слоя на поровой поверхности. Об одном из возможных методов определения этого коэффициента речь будет идти в следующей главе. η_{xy} , η_z определяют коэффициент охвата пластов выработкой: один по простиранию или в плане месторождения, а другой – по вертикали. Методам изучения анизотропии пласта в плоскости ХУ посвящена XII глава настоящей работы. В этом параграфе лишь кратко затрагиваются вопросы определения коэффициента охвата по вертикали.

На основании экспериментального материала установлено, что эффективная мощность пластов, принимающих воду в нагнетательных скважинах $h_{эфф}$, меньше их полной мощности h , определенной по каротажной диаграмме не обсаженной скважины, то есть:

$$\psi^{HC} = \frac{h_{эфф}^{HC}}{h^{HC}} \leq 1 \quad (VIII-8)$$

В величину h входит только нефтенасыщенная мощность пластов.

В тех случаях, когда нагнетание воды в горизонт сложного строения производится через единый фильтр под одним и тем же давлением, коэффициент ψ будет состоять из суммы коэффициентов для отдельных пропластков:

$$\psi^{HC} = \frac{\sum_{i=a}^D h_{эфф-i}^{HC}}{\sum_{i=a}^D h_i^{HC}} \quad (VIII-9)$$

Этот коэффициент удобен тем, что позволяет вести систематический контроль за питанием ФНВ в пласте и тем самым подготавливать почву для обеспечения высокой нефтеотдачи пластов.

Однако контроля за работой лишь нагнетательной скважины недостаточно. Кроме давления нагнетания, ее приемистость и $h_{эфф}$ зависят еще от величины пластового давления, то есть от отбора вытесняемой нефти. Причем, последнее важно не только по абсолютной величине дебита, но и по месту отбора нефти в вертикальном разрезе продуктивного горизонта. Для эксплуатационной скважины также существует свое значение

$$\psi^{эс} = \frac{\sum_{i=a}^D h_{эфф \cdot i}^{HC}}{\sum_{i=a}^D h_i^{HC}} \quad (\text{VIII-10})$$

величина которого говорит об эффективности работы данной скважины. Ожидаемые, текущий и конечный коэффициенты нефтеотдачи в эксплуатационных условиях эксплуатации нагнетательных скважин, то они определяются, в основном, степенью вскрытия пластов перфорацией и тем градиентом давления, под действием которого происходит движение ФНВ. Как уже отмечалось, величина этого градиента зависит не только от давления нагнетания, но и от пьезопроводности пласта, расстояний между нагнетательной и эксплуатационными скважинами и давлений их на забоях. При прочих равных условиях эффективная мощность и коэффициент охвата тем выше, чем больше давление нагнетания. Однако это справедливо лишь до определенного предела, то есть до тех пор, пока не происходит гидроразрыва пласта и резкого падения его сопротивления в узком интервале. В этом случае давление на забое нагнетательной скважины соответственно падает и рабочая мощность пласта, принимавшего воду, уменьшается за счет исключения части наиболее слабо проницаемых участков с высоким пластовым давлением и большой величиной давления сдвига. Анализ разработки нефтяных месторождений, начиная с 20-х годов нашего века, привел некоторых зарубежных авторов к аналогичным выводам относительно темпов заводнения и предельного значения давления нагнетания [99-100].

О целесообразности разработки нефтяных месторождений при высоких темпах извлечения нефти имеются замечания и в отечественной литературе (см., например, [101] и библиографию к этой работе).

Исходя из вышеизложенного, к рациональным условиям эксплуатации нагнетательных скважин можно отнести:

освоение скважин под закачку воды, по крайней мере без снижения естественной величины проницаемости;

полное вскрытие пластов по мощности достаточным числом перфорационных отверстий;

приложение достаточной величины давления нагнетания, обеспечивающего максимальное значение коэффициента ψ^{HC} ;

использование виброметодов увеличения приемистости скважин;

периодический контроль за распределением пластового давления по вертикальному разрезу продуктивного горизонта;
корреляция с работой эксплуатационных скважин, отбирающих нефть из бассейна данной нагнетательной скважины;
недопущение ограничения закачки воды;
необходимость производить закупорку отдельных интервалов по мощности пластов в случае прорыва воды в нежелательном направлении [102].

ГЛАВА IX

ОТБОР ВЫТЕСНЯЕМОЙ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА

§ 27. Особенности притока нефти на забой эксплуатационных скважин

Экспериментальное изучение особенностей притока нефти и воды к забоям эксплуатационных скважин производилось на том же участке Южно-Ромашкинской площади, на котором расположены и рассмотренные в предыдущей главе нагнетательные скважины. Первый эксплуатационный ряд в этом районе отбирает нефть с одной из сторон бассейна упомянутых нагнетательных скважин. Расстояния между ними лежат в пределах 1200-1400 метров.

На рис.55 приведены каротажная диаграмма и кривые притока для скважины № 1736. В ее геологическом разрезе присутствуют все пять пропластков «а», «б», «в», «г» и «д». Три нижние на каротажной диаграмме соединены между собой и имеют лишь условное разделение. По центру этой нижней пачки проходит линия водонефтяного контакта. Пропласток «б» имеет двучленное строение, причем перфорацией вскрыта лишь верхняя, более проницаемая часть. Кривые притока, измеренные тем же расходомером - дебитомером, который был использован при исследовании нагнетательных скважин, показывают, что отбор нефти осуществляется из двух пропластков «б» и «в». Пропласток «а» как в этой скважине, так и повсеместно по участку не работает. Не принимая воды, он не отдает и нефти. Возможно, что этому в значительной степени способствуют высокие значения забойных давлений, которые поддерживаются в скважинах первого эксплуатационного ряда. По существующей технологии это делается для того, чтобы ограничить отбор нефти из них и не это делается для того, чтобы ограничить отбор нефти из них и не экранировать ряды, расположенные в глубине площади. В центре рис.55 находится кривая отбора с суммарным дебитом 110 м³/с. Справа от нее

приведен график притока при дебите $215 \text{ м}^3/\text{с}$, то есть с увеличением почти вдвое. Как и в нагнетательных скважинах, по ним можно сделать вывод о том, что с ростом градиента, под действием которого происходит приток жидкости, растет эффективная мощность работающих пропластков. В строй вступают их менее проницаемые участки. Большое значение при этом имеет, конечно, степень и качество вскрытия пласта перфорацией. Например, приток из пласта «б» явно ограничен по мощности недостаточным количеством отверстий, и при увеличении депрессии происходит лишь соответствующее увеличение скорости истечения через эти каналы. Основной отбор нефти идет из центрального пропластка «в», что можно было предположить заранее по кривой поглощения воды в нагнетательных скважинах. Для этого пропластка снижение давления на забое привело к росту эффективной мощности с 2 м 40 см до 4 м 60 см, то есть работающая часть пласта как бы увеличилась вдвое. Учитывая, что общий прирост в притоке нефти также увеличился почти в два раза, в первом приближении, не проводя специальных подсчетов, можно видеть, что прирост в добыче нефти при увеличении депрессии произошел в основном за счет отбора нефти из ранее не работавших частей пропластка. Вероятнее всего, это зависит от отличающихся друг от друга величин пластового давления в различных частях даже одного и того же пропластка, а также от разной проницаемости пород коллектора. Возможна и еще одна причина. Увеличение депрессии приводит к появлению вертикальной компоненты потока в призабойной части пласта, и к нижним отверстиям перфорации начинает подтягиваться нефть из более глубоко лежащих слоев того же пропластка. Можно твердо сказать, что при сложном строении коллекторов совершенство скважины по степени и по характеру вскрытия имеет очень большое значение для более полного отбора нефти из заводненных пластов.

Забегая несколько вперед, следует отметить, что нижние пики с полосатой штриховкой на рис.55 соответствуют притоку воды.

Пути обводнения скважин будут обсуждаться в следующей главе. Здесь следует отметить только то, что, несмотря на резкое увеличение дебита по верхним пропласткам при снижении забойного давления, приток воды остался на прежнем уровне, в пределах точности дебитомера.

По материалам исследования скважины № 1734 удалось установить другую особенность притока – самопроизвольное изменение профиля отбора (рис. 56) со временем. На этой скважине раньше, чем на других, была установлена воронка на конце лифтовой колонны, что позволило еще в 1959 году измерить

распределение притока по мощности пластов. К сожалению, при бурении скважины в ней произошла авария, и против продуктивного горизонта был забурен новый ствол. Прихваченная колонна в старом стволе за счет близости того и другого стволов сильно исказила каротажную диаграмму и не дала возможности установить расположение и характеристики пропластков. В связи с этим данные электрометрических измерений на рис.56 отсутствуют. Совмещение кривых произведено по положению воронки и искусственного забоя. За год, прошедший после первого замера, картина притока несколько изменилась, хотя суммарный дебит остался почти тем же.

Эффективная мощность верхней части притока из пласта «б» сузилась, по-видимому, за счет повышения забойного давления. Буферное давление этой скважины хотя и не велико (~17 атм), но она сильно обводнена и имеет очень большой вес столба жидкости в лифте.

В нижней зоне перфорации произошло смещение притока с верхних двух участков на нижний. Вероятно, это связано не столько с перераспределением давления в пропластках за прошедший год, сколько с промывом каналов и обводнением скважины.

При анализе притока в этой скважине следует иметь в виду, что масштаб вычерчивания кривой для нее на рис. 56 увеличен в 20 раз по сравнению с аналогичными кривыми нагнетательных скважин, а в два раза – по отношению к кривым притока остальных эксплуатационных скважин участка. Кроме того, некоторый процент ошибок внесен за счет сложного строения водонефтяного потока на забое, когда крыльчатке дебитомера приходится работать попеременно или в нефти, или в воде, величина эффективного шага в которых различна. Разница в проскальзывании крыльчатки в воде и нефти особенно заметна при малых скоростях потока. Для уменьшения ошибок интервал усреднения выбран вдвое большим и составляет не 20 см, как раньше, а 40 см, хотя по оси абсцисс по-прежнему отложен удельный приток жидкости на 1 см мощности пласта.

Значение степени вскрытия пласта на отбор нефти лучше всего проиллюстрировать на примере скважины № 1735 (рис.57). Для ликвидации прорыва подошвенной воды в этой скважине был произведен капитальный ремонт с заливкой цементом всей нижней части обсадной колонны. В результате этого искусственный забой с 1719 метров был поднят до 1662 м и установлен выше линии ВНК. В период исследования 1959-60 гг. это была единственная безводная скважина на участке.

Однако при ремонте, кроме зоны, предназначенной для изоляции, были, очевидно, залиты цементом и отверстия

перфорации в интервале от 1654 м до 1662 м, в результате чего был перекрыт приток и выключен из эксплуатации пропласток «г». Как видно из рисунка 57, кривая потока в средней части горизонта D_1 имеет крутые спады по бокам, без переходных зон. Такой тип кривой характерен для участков с ограниченным вскрытием.

Отбор из второго пропластка «б» идет лишь по его средней, наиболее проницаемой части, как это нетрудно установить из сопоставления кривой притока с каротажной диаграммой. Вызвано это всем тем же зажимом скважин первого ряда и ограничением отбора нефти из них с целью уменьшения экранирующего действия этого ряда на последующие.

§ 28. О дифференциальных индикаторных кривых эксплуатационных скважин.

Для определения пластового давления в различных пропластках и внутри них трудно применить методику, разработанную и испытанную в нагнетательных скважинах. Затруднения вызваны практической невозможностью создания обратного потока жидкости от забоя скважины в пласт, тем более в установившемся режиме. Дело, как это нетрудно представить, в том, что нефть, в отличие от воды, изменяет свои свойства при подъеме из пласта на поверхность. За счет разгазирования ее в значительной степени меняется вязкость, поэтому нагнетание в пласт разгазированной нефти с поверхности изменит характер фильтрации жидкости в порах и коэффициенты продуктивности будут различными для прямого и обратного потоков. Обратное нагнетание пластовой нефти в значительных количествах представляет большие технические трудности, так как ее необходимо хранить при давлении выше давления насыщения. Кроме того, в процессе добычи и перекачки будут потеряны значительные количества ее полярных компонент в виде отложений в скважинах и резервуарах. При этом будет изменен химический состав нефти, что также вызовет изменение параметров фильтрации и не позволит использовать уравнение для подсчета пластовых давлений.

Для эксплуатационных скважин был разработан другой способ определения давления в соответствующих частях пласта, основанный на изменении притока жидкости по мощности пласта в зависимости от величины забойного давления. Процесс измерений аналогичен снятию индикаторной диаграммы, но с использованием дифференциальных, а не интегральных характеристик давления и притока. Для определения пластового давления по высоте продуктивного горизонта производится серия измерений профилей

притока скважины в установившихся режимах при различных значениях забойного давления. Давление на забое, по мере падения, достигает значения, равного давлению в некоторой части пласта. За счет возникшего затем перепада давления в этой части горизонта появляется приток жидкости. В первом приближении давление на забое в момент начала притока можно принять за величину пластового давления в данном интервале продуктивного горизонта. Точность определения зависит от числа устанавливаемых режимов, величины вертикальных перетоков жидкости, степени вскрытия пластов, учета ошибок, вызванных неправильным совмещением кривых притока на высоте H , а также учета неточностей дебитомера. В этом отношении метод в значительной степени уступает способу определения профиля давления, разработанному для нагнетательных скважин. Однако, несмотря на свою громоздкость, эти измерения необходимы для выбора правильного режима отбора вытесняемой нефти и корреляции с закачкой воды в нагнетательные скважины.

Неоднородный по структуре продуктивный горизонт типа D_1 на Ромашкинском месторождении должен, по-видимому, характеризоваться и сложной интегральной индикаторной кривой. По своему виду она должна напоминать букву S . При малых значениях градиента давления, когда идет интенсивный рост $h_{эфф.}$, она обращена своей выпуклой стороной к оси давлений. При больших перепадах, когда $h_{эфф.}$ достигла своего максимального значения и за счет больших скоростей жидкости в призабойной зоне может нарушаться линейный закон фильтрации, она меняет знак кривизны и становится выпуклой к оси дебитов. Дальнейшие опыты и исследования покажут, имеет ли практическую ценность интегральная индикаторная кривая эксплуатационной скважины. Однако пока измерение профиля продуктивности не вошло в число обязательных характеристик скважин, структура интегральных кривых будет играть большую роль при установлении технологически правильного режима работы скважины. Точка перегиба в этом случае будет соответствовать оптимальному режиму.

§ 29. Причины, искажающие кривую восстановления давления.

Исследование притока жидкости на забое эксплуатационных скважин выявило неточности, которые допускаются при обработке еще одной интегральной характеристики – кривой восстановления давления. Кроме уже отмеченного факта – переменной величины эффективной мощности пласта, на форму кривой восстановления давления, особенно в начальный период, оказывают влияние

перетоки из одного пропластка в другой, которые происходят на забое после остановки скважины.

Гидравлическое сопротивление движению жидкости при выравнивании давления в пласте оказывается меньшим при перетоке через фильтр скважины, чем непосредственно между пропластками, несмотря на громадные площади их соприкосновения между собой. В некоторых случаях, когда скважины первого ряда сильно зажаты, а разность в пластовых давлениях между пропластками достигает больших значений, возможны перетоки и в процессе работы скважины.

На рис.58 приведена дифференциальная характеристика перетоков в забойной части скважины № 1737 при общем дебите 82 м³/с и буферном давлении в 52 атм. Геологический разрез горизонта Д₁ в принципе похож на разрезы соседних скважин. По-прежнему присутствуют все пять пропластков, из которых верхний «б» не работает, а нижние два лежат почти полностью ниже уровня ВНК. Отличительной особенностью может, пожалуй, служить слияние пласта «б» с нижней пачкой пластов. Однако и такое расположение уже встречалось в скважине № 503. Надо сказать, что эти две скважины № 503 и № 1737 расположены друг против друга на расстоянии 1200 метров и, возможно, потому имеют сходное строение продуктивного горизонта. По каротажной диаграмме видно, что пласт «б» сложен из менее проницаемых коллекторов, чем рядом с ним расположенный пласт «в». Он имеет двучленное строение, характерное для пропластка «б» в изучаемом районе.

Благодаря тому, что пласт «в» вскрыт ограниченным числом отверстий только в самой кровельной части, приток нефти идет под большим напором, сильно затрудняя измерения. Всего на метр выше этой зоны часть нефти и воды поглощается пропластком «б» сначала своим нижним, а потом верхним интервалом. Перетоку в этом районе в значительной мере способствует тот факт, что скважина № 1843, расположенная во втором ряду за скважиной № 1737, и скважины № 1945 и № 1946, расположенные в третьем ряду, отбирают нефть только из пропластка «б» сильно снижая тем самым его пластовое давление. Соседняя с ней скважина № 1842, перфорированная только против пласта «в», длительное время простаивает в капитальном ремонте и уменьшает тем самым общий отбор нефти из него.

Вполне очевидно, что при остановке скважины разность давлений между пропластками увеличивается еще больше, стимулируя интенсивность перетоков. Все это, несомненно, в значительной мере исказит кривую восстановления давления.

Кроме перетоков между пропластками, на величину давления на забое оказывают влияние и процессы, происходящие в лифте. При закрытии буферной задвижки в лифтовой колонне скорость падает до нуля, начинается сепарация газа и образование газовой шапки в ее верхней части. Всплывая на границу раздела фаз, газовые пузырьки лопаются и отдают при этом часть своего избыточного давления, существовавшего у них за счет кривизны формы и сил поверхностного натяжения. Вследствие этого давление в газовой шапке увеличивается, что приводит, в общем, к возникновению перетоков между лифтовой колонной и затрубным пространством. Экспериментально такие перетоки были зафиксированы на скважине № 1734. С этой целью дебитомер был оставлен в лифтовой трубе на расстоянии 10 м от воронки, то есть у ее нижнего конца; была измерена скорость потока, после чего скважину закрыли. Через несколько секунд скорость упала до нуля, затем поток сменил направление и началось обратное движение нефти из лифта на забой скважины. Максимальная скорость обратного потока наблюдалась через две минуты, потом начался процесс медленного уменьшения перетока. Наблюдаемая кривая представлена на рис.59. На этом же рисунке пунктиром указан другой тип кривой, наблюдавшейся в скважинах с высоким буферным давлением и малой объемной газонасыщенностью потока. При остановке скважины в этом случае наблюдается просто постепенное уменьшение скорости потока без смены знака. По-видимому, в зависимости от величины воронки депрессии на забое и буферного давления различные скважины будут иметь различные кривые, но форма их будет лежать где-то между кривыми, приведенными на рис.59.

Первое замечание по этому поводу появились и в литературе [103-107]. Все приведенные данные не исчерпывают факторов, влияющих на форму кривой восстановления давления. Есть все основания полагать, что радиус контура питания также различен не только для пропластков, но и для отдельных его частей, изменяясь в значительных пределах. Все это требует специального исследования и введения соответствующих поправок в формулы в случае применения этого метода для неоднородных пластов. Для нескольких пропластков, объединенных единым фильтром, этот метод, вероятно, вообще неприменим. Кривые восстановления необходимо снимать для каждого пропластка отдельно.

§ 30. Нефтеотдача пластов, заполненных неоднородной жидкостью.

Дальнейшее развитие нефтяной промышленности и усовершенствование разработки месторождений требуют постепенного перехода от интегральных параметров скважин в целом к дифференциальным характеристикам продуктивного горизонта, по давлению, температуре, продуктивности, обводненности и т.п.

Профили приемистости и отбора являются основными индикаторами работы пластов. В предыдущей главе был введен

вертикальный коэффициент охвата пластов $\psi^{HC} = \frac{h_{эфф}^{HC}}{h^{HC}}$

В нагнетательных скважинах он может быть использован для контроля за текущей и за конечной нефтеотдачей. В эксплуатационных скважинах, как уже отмечалось, положение несколько осложняется. Коэффициент охвата пластов выработкой

$\psi^{ЭС} = \frac{h_{эфф}^{ЭС}}{h^{ЭС}}$ отражает текущее состояние движения воды и нефти по пластам, подсчет же конечной нефтеотдачи ориентировочно можно вести по коэффициенту охвата, в котором для эксплуатационной скважины стоит не $h_{эфф.}$, а размер обводнившейся части горизонта по мощности $h_{обв.}$. Максимальное значение текущего коэффициента охвата способствует получению наибольшего значения конечной нефтеотдачи. При наличии ярко выраженных языков прорыва воды подсчет может несколько усложниться.

Все вышеприведенные рассуждения относились к третьей компоненте общего коэффициента нефтеотдачи – коэффициенту охвата по вертикали η_z . Естественно, что каждая компонента играет роль в достижении общей максимальной величины произведения (VIII-7). За последние годы у нас и за рубежом уделяется большое внимание первой компоненте η_0 . Применение вторичных методов добычи позволило повысить значение η_0 от 0,2 – 0,3 до 0,7 – 0,9. Для более полного извлечения нефти из недр ведутся работы по ее вытеснению различными агентами: сжатыми или сжиженными нефтяными газами [108-114], сухим газом высокого давления [115], различного вида растворителями с созданием промежуточного слоя [117], карбонатной водой [118-120] и водой с добавкой других поверхностно-активных веществ [121], сжиганием части нефти в пласте [121-122], различными термическими методами [123-125] и т.п. Однако все это делается, как правило, после того, как первичными методами из пластов добыта наиболее подвижная часть нефти. В Советском Союзе при плановом ведении народного хозяйства впервые стали применяться методы повышения нефтеотдачи с самого начала разработки месторождения [126-128].

В связи с этим очень остро встает вопрос разработки методики контроля за нефтеотдачей непосредственно в ходе разработки месторождения в зависимости от режима эксплуатации скважин и пластов. Несложные рассуждения приводят к тому, что одним из параметров, с помощью которого можно систематически вести контроль в промысловых условиях, является химический состав добываемой нефти^{*)}. Предлагаемый метод является дискуссионным, т.к. он не прошел еще экспериментальной проверки. Кроме того, он не учитывает наличия в порах погребенной воды, которая может изменить структуру аномального слоя). Необходимо лишь найти его связь с текущей нефтеотдачей пластов.

Окончательный химический состав нефти до конца не изучен из-за слишком большого набора различных составных частей. В зависимости от поставленной задачи различные исследователи разбивают нефть на те или иные группы или фракции, по тем или иным свойствам. С точки зрения выработки критерия нефтеотдачи, рациональнее всего разбить нефть на две части – полярную и неполярную. В первую группу будут входить те соединения, которые, благодаря особенностям структуры молекул, обладают постоянным электрическим дипольным моментом. К ним, как уже отмечалось, будут относиться органические кислоты, фенолы, смолы, асфальтены и различные соединения, содержащие азот, серу, кислород и металлы переходной группы железа. Не трудно видеть, что в основном это наиболее высокомолекулярные компонента нефти, обладающие и наиболее сложным строением. В свободном состоянии все эти компонента равномерно распределены по объему, поэтому нефть представляет собой жидкость, которая характеризуется определенными усредненными (интегральными) параметрами: вязкостью, диэлектрической постоянной, магнитной проницаемостью, давлением насыщения и т.п., зависящими от давления и температуры.

В природном коллекторе, когда нефть размещена в микроскопических порах и поровых каналах продуктивного горизонта с чрезвычайно сильно развитой поверхностью, имеет место взаимодействие между нефтью и горными породами с образованием аномальных переходных слоев.

Теория аномальных слоев у твердой поверхности развивается в трудах А.Н. Фрумкина, П.А. Ребиндера, Б.В. Дерягина, М.М. Кусакова и др. В настоящее время установлено, что с увеличением концентрации полярных примесей в нефти, нефтеотдача грунта уменьшается [70]. Связано это с тем, что при наличии в нефти молекул, обладающих электрическим дипольным моментом, на поверхности пород коллектора за счет сил электростатического

взаимодействия образуется слой с пониженной подвижностью. Концентрация у поверхности пор наиболее высокомолекулярных соединений приводит к разделению нефти и некоторому изменению ее свойств по объему, в том числе вязкости, подвижности, диэлектрической проницаемости и т.п. Чем дальше нефть от твердой поверхности, тем меньше концентрация в ней полярных компонент, тем больше ее подвижность.

Толщина аномального слоя зависит от величины дипольных моментов пород и полярных компонент нефти, от их структуры, а также от внешних условий, к которым в первую очередь надо отнести температуру.

Внутренняя структура жидкости, граничащая с твердой поверхностью, определяется закономерностями строения и свойствами двойного электрического слоя. Чем ближе полярная молекула к границе раздела фаз, тем сильнее ее взаимодействие с твердой поверхностью и тем большая энергия необходима для удаления молекулы из пограничной зоны. Обычно аномальный слой разбивают на две части: тонкий прочный слой у самой поверхности и более слабо связанную с ним диффузную атмосферу. Температура, повышая или понижая кинетическую энергию молекул жидкости, может и уменьшать и увеличивать толщину аномального слоя. При движении жидкости относительно твердого тела, часть диффузной атмосферы сносится потоком, создавая потенциал протекания. Чем больше скорость течения, тем на большую глубину нарушается аномальный слой. Неровности на твердой поверхности, создавая застойные зоны, способствуют сохранению диффузной атмосферы и увеличению ее толщины.

Сильно развитая поверхность пористого скелета нефтяного коллектора и высокая концентрация полярных компонент в пластовой нефти способствуют удерживанию в порах большого количества нефти, несмотря на высокие значения приложенных градиентов давления. Вполне понятно, что чем меньше поры коллектора, чем меньше его проницаемость, тем большее значение будут иметь аномальные слои при добыче нефти. Конкретный состав молекул, входящих в состав двойного электрического слоя для нефти Ромашкинского месторождения, неизвестен, но есть все основания предполагать, что в него входят смолы и асфальтены.

В процессе разработки месторождения, в зависимости от конкретных условий эксплуатации, могут происходить изменения в строении и свойствах аномального слоя. Возможно очень большое число частных случаев. В качестве примера приведем наиболее характерные из них.

А. Пробная эксплуатация месторождения: $P_{пл.} \approx P_0$, $T_{пл.} = T_0$. Если отбросить возможность изменения этих условий после образования месторождения, то это, по-видимому, самые благоприятные условия для добычи, так как именно при подобных параметрах происходила естественная миграция пластовой жидкости и начальное заполнение коллектора-ловушки нефтью. В данную часть залежи пришла только та часть нефти, которая сохранила подвижность при данных термодинамических условиях. Толщина аномального слоя минимальна, а снос его диффузной части зависит лишь от градиента давления и вызванной им скорости перемещения нефти по поровым каналам.

Если только скважина искусственно не зажата, то в этот период пробной эксплуатации при высоких дебитах в добываемой нефти содержится наибольшее количество полярных компонент. Извлекаемая нефть по своему составу наиболее близко подходит к пластовой жидкости, а нефтеотдача коллектора приближается к максимальной.

Б. Начальный этап промышленной разработки: $P_{пл.} < P_0$, $T_{пл.} \geq T_0$ – это период постепенного накопления небольших количественных изменений в строении аномального слоя на поверхности пор. Общее падение пластового давления приводит к уменьшению величины воронок депрессии на забоях эксплуатационных скважин. Падает скорость фильтрации пластовой жидкости, а с ней и дебит. Это приводит к тому, что все меньшая и меньшая часть диффузной атмосферы двойного электрического слоя сносится потоком. Нефть сохраняет подвижность лишь в широких поровых каналах и в центральных частях пор. Постепенно из эксплуатации выключаются наиболее слабопроницаемые участки коллектора, а в более проницаемых частях увеличивается толщина аномального слоя.

В зависимости от состава нефти и свойств окружающих горных пород, температура пластовой жидкости может в этот период вести себя по-разному. Каким бы сложным ни было термодинамическое уравнение, связывающее между собой давление и температуру пластовой жидкости, в первом приближении их изменения могут быть выражены линейной зависимостью типа $\Delta T = l \Delta P$, где l – интегральный коэффициент Джоуля-Томпсона. Величина этого коэффициента и знак могут меняться не только для нефти различных месторождений, но и для одной и той же нефти, но на разных этапах разработки. Температурный режим месторождения, а вместе с ним и свойства аномального слоя определяются термодинамическими параметрами самой жидкости и теплопроводностью окружающих пород. В зависимости от

направления изменения температуры пласта нефтеотдача может увеличиваться или уменьшаться. В однородном по пористости и проницаемости коллекторе изменение нефтеотдачи при одном и том же перепаде давления было бы прямо пропорционально концентрации полярных компонент в добываемой нефти. В реальных случаях эта зависимость более сложна, так как с изменением температуры меняется вязкость нефти, и могут отключаться или, наоборот, подключаться те или иные участки коллектора с разной проницаемостью, а, следовательно, и с разной подвижностью нефти при имеющемся градиенте давления.

В. Эксплуатация месторождения с режимом растворенного газа $P_{пл.} < P_n$, $T_{пл.} < T_0$.

Давление в продуктивном горизонте упало ниже давления насыщения и идет разгазирование пластовой жидкости. Движущей силой является не только перепад давления «пласт-забой» скважины, но и расширяющиеся пузырьки газа. В этот период в структуре аномального слоя происходят наибольшие изменения.

выделение из нефти газа и наиболее легких углеводородных компонент в значительной мере способствует увеличению структурной вязкости пластовой жидкости, в том числе и аномального слоя на поверхности пор.

За счет выделения и последующего расширения газа падает температура жидкости, увеличивая и без того повышенную вязкость и снижая подвижность нефти.

Появление новой границы раздела фаз «газ-нефть» и трехфазной границы «газ-нефть-твердое тело» способствует дополнительной концентрации высокомолекулярных поверхностно-активных компонент на границе раздела фаз и усложнению структуры жидкости и аномального слоя.

Наконец, снижение температуры и растворяющей способности нефти за счет выхода из нее газа и наиболее легких углеводородов приводит к выпадению раствора твердой компоненты нефти – кристаллов парафина. Площадь твердой поверхности в порах еще более увеличивается. Вместе с этим растет и суммарный объем, занимаемый неподвижной частью аномального слоя. В порах пласта происходит процесс, аналогичный образованию асфальтено-смолопарафиновых отложений в лифтовых трубах при подъеме нефти из пласта на поверхность [1-2]. Сечение поровых каналов постепенно уменьшается, идет затухание фильтрации. Вместе с газом пласт покидают лишь наиболее легкие и подвижные компоненты нефти.

Если излагаемый механизм справедлив, то в процессе эксплуатации таких месторождений должно происходить

облегчение добываемой нефти, а концентрация в ней полярных компонент должны падать, достигая минимума к концу разработки.

Г. Интересны процессы, происходящие в местах контакта нефти с водой. По-видимому, возможны два случая:

Вода, заполняя поры, выносит из них лишь диффузную часть аномального слоя и оставляет нефтяную прослойку между водой и поверхностью порового скелета.

Происходит частичное разрушение аномального слоя до твердой поверхности с диспергированием капель нефти и воды. В том случае, когда в структуру аномального слоя входит гидратная пленочная прослойка из погребенной воды между породами и нефтью, задача разрыва аномального слоя облегчается. Этот случай вытеснения полярной нефти водой достаточно полно описан в книге Г.А.Бабаляна [70].

Чтобы установить, какой тип вытеснения преобладает на данном месторождении и на данном этапе разработке, необходимо сравнить концентрацию полярных компонент в добываемой нефти, в безводной части пласта и в обводнившихся скважинах, если идет простое проникновение воды в поры пласта, концентрация полярных компонент должны оставаться без изменения. Во втором случае, если происходит разрушение и вынос аномального слоя, концентрация увеличится. (Имеются данные о влиянии на этот процесс других факторов [129])

Общеизвестно, что на периферии нефтяных месторождений в местах контакта нефти с подошвенной водой наблюдается повышенная концентрация высокомолекулярных компонент и утяжеление нефтей. В качестве наиболее вероятной причины выдвигается окисление нефти водой и растворение в воде части легких, в основном, газообразных компонент [70]. Не отрицая этой причины, можно выдвинуть еще один возможный механизм, связанный с разрушением и выносом из пор аномального слоя при заполнении части коллектора водой или продвижением линии ВНК. В этом случае пограничные с водой слои будут также обогащены полярными компонентами, но не за счет окисления нефти, а за счет их перераспределения между кровельной и подошвенной частями пласта или между возвышенной и наиболее низкой частью месторождения.

Из разобранных примеров видно, что концентрация полярных компонент может служить своеобразным индикатором нефтеотдачи в процессе отбора нефти из продуктивного горизонта. Рассмотрим теперь конкретные условия разработки Ромашкинского месторождения. Для него, несмотря на то, что оно разрабатывается с использованием методов искусственного воздействия на пласт,

принципиально возможны все четыре рассмотренные выше случая. Наиболее вероятны два из них: 1) это четвертый тип механизма, имеющий место на линии искусственно созданного фронта вытесняющей воды в уже заводненной части пластов и 2) случай Б - в остальной части разрабатываемой площади в зоне отбора нефти. Для выработки эффективной методики контроля за разработкой наиболее важен случай Б.

Пластовое давление за прошедший период эксплуатации претерпело значительные изменения. С 1948 г. по 1956-58 гг. шло неуклонное повсеместное падение пластовой энергии, темп которого зависел от степени отбираемой пластовой жидкости. С начала нагнетания воды в пласт началось замедление темпа падения давления в продуктивном горизонте, а затем и некоторый его подъем. В настоящее время почти на всех площадях пластовое давление лишь на 10-20 % ниже начального значения.

К сожалению, несмотря на ряд проведенных исследований и анализов имеющегося фактического материала, не удастся установить более или менее достоверной картины изменений пластовой температуры за прошедший период эксплуатации. Не велось и систематического контроля за поведением концентрации полярных компонент в добываемой нефти.

Впервые с фактом изменения химического состава нефти в зависимости от условий эксплуатации автор столкнулся в 1959 г. Было замечено, что через несколько дней после перевода скважины № 503 на периодическую работу со сменой режимов нагнетания и самоизлива, в отдаваемой пластом жидкости появляется нефть, причем процентное содержание ее в воде постепенно растет. Однако нефть эта даже по внешнему виду, без химического анализа, отличается от обычной нефти в сторону облегчения.

В последующем некоторые сведения по затрагиваемому вопросу были даны в книге Е.А.Робинзон [67], которая отмечает разницу в концентрации смол и парафина в пробах, отобранных из одних и тех же скважин, но в разные годы. Нефти раннего отбора 1949 – 1950 гг. содержат значительно больше смол и парафина чем более поздние. К сожалению, этот громадный экспериментальный материал, накопленный за многие годы напряженного и кропотливого труда, в значительной мере обесценен некачественным отбором проб нефти. Как указывает сама Е.А.Робинзон, нефть для исследований в большинстве случаев бралась из устьев фонтанирующих скважин, то есть после того, как она прошла частичное разгазирование и охлаждение в стволе лифтовой колонны, оставив часть своего высокомолекулярного состава на стенках труб в виде смолопарафиновых отложений.

Поскольку установлено, что интенсивность процесса образования смолопарафиновых отложений на стенках лифтовой колонны зависит от температурного режима скважины, ее дебита, забойного и буферного давления и еще от многих факторов [1, 2], становится очевидным, что отбор пробы из устьев скважин для анализа химического и фракционного составов нефти может привести к погрешностям.

На практике нетрудно убедиться, что в скважинах часть смол и парафина остается на стенках лифтовых труб и выносится оттуда лишь периодически при чистке их скребком.

Если вышеприведенные рассуждения окажутся справедливыми, то и состав глубинных проб нефти, отбираемых с забоя скважины, будет зависеть в какой-то степени от режима работы призабойной части пласта. Однако этот вопрос требует еще своего уточнения. Во всяком случае, при прочих равных условиях анализ глубинной пробы будет ближе отражать реальный состав пластовой нефти, заполняющей поры продуктивного горизонта, чем проба, отобранная из устьев скважин.

В отношении общей массы исследованных образцов в книге Е.А.Робинзон есть иногда не совсем ясные указания на глубину отбора проб. Такое указание, например, имеется для скважины № 23 Абдрахмановской площади: в 1950 г. – 1587 – 1595 м и в 1951 г. – 1749-1756 м. Все это заставляет осторожно отнестись к результатам анализа и, особенно к сравнению получаемых результатов. Однако, за неимением более достоверных данных, можно все же отметить, что в составе отобранных проб в этом случае, как и во многих других, имеется значительная разница по годам. Так, например, в нефти, отобранной из этой скважины в 1950 г., содержание 48 % сернокислотных смол и 3,8 % парафина (при определении с деструкцией). Проба же, взятая в 1951 г., содержала лишь 30 % смол и 2,7 % парафина. Если эти цифры соответствуют действительности, то вместе с падением пластового давления на Абдрахмановской площади резко изменилась и нефтеотдача пластов. Это явление, как видно, сопровождается изменением химического состава нефти.

Несмотря на отмеченные недостатки, большое количество анализов нефти Ромашкинского месторождения, проведенных Е.А. Робинзон, фиксирует, хотя и несколько заниженные, но все же начальные содержания некоторых полярных компонент нефти в первые годы его разработки (см. таблицу 5).

Таблица 5

№№	Площадь	№	Год	Глубина
----	---------	---	-----	---------

п/п		скважины	отбора	отбора	(гр./с
п/п 1	Ю-Ромашкинская	скважины	отбора 1949-1951	отбора Устье	(гр./с
2	Миннибаевская	2	1950	"	
3	Абдрахмановская	23	1950	1590	

Из приведенной таблицы нетрудно видеть, что на первом этапе опытной эксплуатации нефти различных площадей Ромашкинского месторождения почти совпадали по своему составу и содержали до 50 % таких соединений, как смолы. Если учесть, что кроме смол в нефти содержатся и другие полярные молекулы, то Ромашкинскую нефть следует рассматривать в целом скорее как полярную жидкость, а не наоборот. Эти начальные данные, пополненные другими подобными исследованиями, проведенными в первые годы жизни Ромашкинского месторождения, позволяет при последующей работе сравнивать состав нефти на текущем этапе с первоначальным и анализировать тем самым эффективность мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов.

В тексте книги [67], в таблице 145 Е.А. Робинзон отмечает тенденцию к снижению содержания смол и парафина по годам отбора и предположительно связывает это с падением пластового давления. Возможно, что не все количественные данные являются достаточно достоверными, но общая картина в принципе, по-видимому, соответствует действительности.

Повышение нефтеотдачи пластов является одной из важнейших задач разработки нефтяного месторождения, поэтому исследование поведения концентрации полярных компонент, в зависимости от условий эксплуатации, и выработка соответствующей методики контроля являются одним из самых актуальных вопросов в развитии науки о нефти. На этом пути пока еще много неясного:

Необходимо установить, какие полярные компоненты нефти наиболее чутко отзываются на изменение условий фильтрации жидкости в пласте при его эксплуатации, и разработать простую и эффективную методику их определения. Предположительно это могут быть нефтяные кислоты, смолы, асфальтены, металлопорфириновые соединения, фенолы, соединения, относящиеся к классу свободных радикалов и т.п.

Подлежит экспериментальному определению влияние на структуру и подвижность аномального слоя таких факторов, как

абсолютное значение давления и температуры в пласте, а также и величины напора, под действием которого происходит перемещение нефти по поровым каналам.

Все еще остается открытым вопрос термодинамической связи давления и температуры в пласте в процессе эксплуатации. Если температура пластовой нефти падает одновременно с пластовым давлением, то, учитывая необратимость процесса уплотнения аномального слоя, встает вопрос о разработке месторождения в течение всего периода в условиях, не хуже начальных, т.е. при $P_{пл.}=P_0$ и $T_{пл.}=T_0$.

Интересен вопрос поведения аномального слоя нефти и его влияние на проницаемость коллектора при снижении давления в призабойной зоне ниже давления насыщения.

Наконец, необходимо уточнить также механизм взаимодействия аномального слоя с ФНВ для пород, нефти и воды, имеющих на данном месторождении.

Заканчивая настоящий параграф, следует отметить, что для повышения нефтеотдачи в зоне отбора нефти по обоим разобранным параметрам η_z и η_0 требуется увеличение воронки депрессии на забое эксплуатационной скважины. Этого можно достигнуть как за счет повышения пластового. Так и снижения забойного давления. С увеличением градиента растет величина эффективной мощности пласта и утоньшается аномальный слой нефти на твердой поверхности.

Возможно, что в условиях анизотропных пластов это может привести к образованию языков обводнения в плане месторождения и к соответствующему уменьшению коэффициента охвата в плоскости ХУ, то есть $\eta_{ху}$. Однако это положение еще нуждается в уточнении. Некоторые рекомендации будут даны в главе XI при анализе экспериментального участка. Здесь же можно указать на то, что нефть, оставшаяся в образовавшихся целиках, может быть извлечена затем при дополнительном разбурировании, и, таким образом, не потеряна. Оставление же части нефти по вертикали пластов при интенсивном их заводнении и охлаждении потребует каких-то новых видов вторичной добычи нефти, об экономических затратах на которые пока трудно судить.

ГЛАВА X

ОБВОДНЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

§ 31. Пути обводнения скважин

Одним из основных видов осложнений в работе эксплуатационной скважины является ее обводнение. Для скважин Ромашкинского месторождения, расположенных как на сухой, так и на водоплавающей части залежи, возможны пять принципиально различных путей появления воды в добываемой нефти:

Подтекание воды из верхних водоносных горизонтов через места нарушения герметичности обсадной колонны. В этом случае смешение воды с нефтью происходит у верхних отверстий фильтра или у воронки на лифтовой колонне.

Прорыв подошвенной воды из нижних водоносных или частично обводненных пластов при некачественном цементировании хвостовика обсадной колонны. Существует несколько каналов движения такой воды:

- а) путем промыва глинистой корки, оставшейся от бурового раствора между породами и цементным кольцом;
- б) по трещинам в самом цементном кольце;
- в) между внешней стенкой обсадной колонны и цементным кольцом. Во всех случаях наиболее вероятным местом поступления воды являются нижние отверстия перфорации обсадной колонны.

Подтягивание конуса подошвенной воды до нижних отверстий перфорации за счет вертикального градиента давления и вертикальной проницаемости коллектора.

Возможно поступление из коллектора погребенной или реликтовой воды, заполняющей вместе с нефтью поры продуктивного горизонта. Наиболее вероятно, что поступление воды и нефти при неизменном режиме идет равномерно по всему периметру притока.

Наконец, обводнение нефти может происходить за счет прихода наиболее подвижных участков ФНВ от нагнетательных скважин. В этом случае обводняется, как правило, небольшой интервал по мощности пласта, образуя промытый участок, который может быть расположен в любом месте продуктивного горизонта.

Из перечисленных путей первые два являются дефектами конструкции и по возможности устраняются при капитальном ремонте скважин. Последние три относятся к особенностям разработки пластов и требуют иного подхода к их ликвидации.

Независимо от путей поступления воды в эксплуатационную скважину добыча нефти осложняется тремя факторами:

- а) утяжеление столба жидкости в лифтовой колонне и связанным с этим ростом забойного давления и уменьшением воронки депрессии;
- б) необходимостью дополнительных коммуникаций для сбора обводненной нефти;

в) увеличением затрат на обезвоживание добытой нефти.

Исходя из перечисленных факторов, становится очевидным, что разработка методики для определения путей обводнения нефти и изучение структуры обводненного лифта являются актуальными задачами, если учесть, что при заводнении неоднородных горизонтов типа D_1 Ромашкинского месторождения период водной эксплуатации скважин будет значительно большим, чем безводный. Однако не следует забывать, что одной из основных задач остается продление безводного периода эксплуатации.

§ 32. Определение мест притока воды на забой скважин.

В § 15 были описаны конструкции и особенности работы прибора для определения объемных соотношений воды и нефти в потоке. Там же дана кривая распределения диэлектрической проницаемости на забое и по стволу безводной скважины № 1735. На рис.60 нижняя часть этой кривой от искусственного забоя до воронки на лифтовой колонке нанесена в пересчитанном виде. Масштаб кривой увеличен для того, чтобы более четко показать переходные участки. В связи с этим центральная часть графика (от 5 до 95 %) опущена как однородная. Распределение воды и структуры обводненного лифта выше воронки будет рассмотрено в III части настоящей работы.

Анализ приведенной на рис.60 кривой показывает, что даже при полном отсутствии воды в добываемой нефти зумпф скважины заполнен водой, причем у нижних отверстий притока имеется четкая граница раздела между водой и нефтью. В этом нет ничего неожиданного. Вода в застойной части скважины может оставаться после бурения или ремонта. Даже если допустить, что перед пуском скважина была промыта нефтью, то постепенно, за счет оседания отдельных глобул воды, небольшая примесь которых всегда имеется в пластовой нефти, зумпф все равно заполнится минерализованной водой. Высота границы раздела между жидкостями не будет зависеть от режима работы скважин, если только не будет происходить увеличение $h_{эфф.}$ в сторону больших глубин или не появится приток воды.

Величина диэлектрической постоянной жидкости, заполняющей зумпф, колеблется в значительных пределах. Как уже отмечалось, это обусловлено, по-видимому, остатками глинистого раствора, различной минерализацией воды или примесью нефтяной эмульсии.

Второй особенностью распределения воды на забое безводных скважин является отсутствие скачка в диэлектрической

проницаемости, а значит, и в объемном составе компонент потока при переходе его из обсадной колонны в узкие лифтовые трубы. Как будет видно из дальнейшего изложения (рис.61-64), в обводненных скважинах такой скачок всегда существует.

Несмотря на наличие относительно простого профиля распределения воды и нефти на забоях скважин, определение мест притока воды представляет сложную задачу. Это связано с тем, что при появлении воды в потоке нефти, она, как правило, заполняет все пространство от искусственного забоя до воронки на лифтовых трубах и даже выше. Наличие отстойной воды маскирует места притока и не дает возможности определять их непосредственно по показаниям приборов. В таких условиях прибор четко отбивает лишь зоны поступления нефти на забой скважины (рис. 61-64). Действительно, средой, заполняющей пространство внутри обсадной колонны, в этом случае является вода. В нее через отверстия перфорации впрыскивается нефть. Происходит местное изменение суммарной диэлектрической проницаемости среды, на которую и реагирует прибор. В том же случае, когда в воду поступает вода, никаких изменений в составе среды не происходит и показания емкостного датчика остаются неизменными. Лишь в частном случае, когда места притока нефти и воды пространственно разделены, можно зафиксировать поступление воды при наложении кривой притока, снятой дебитомером, на кривую объемного содержания воды. Если приток жидкости уже начался, а емкостный датчик все еще фиксирует только чистую воду, то можно утверждать, что одно из мест поступления нижней воды обнаружено. На практике такое разделение наблюдалось лишь у скважины № 1736 (рис. 55).

Обычно поступление воды идет через нижние отверстия перфорации одновременно с притоком нефти. Поэтому четкого разделения по изложенной методике произвести не удастся. На этом пути стоят и уже отмеченные трудности совмещения данных двух замеров по высоте. Для дальнейшей работы создается комбинированный прибор – дебитомер, совмещенный с датчиком объемного содержания воды. Он обеспечит абсолютное совмещение показаний по двум параметрам с одновременностью их замера.

Притока воды в верхней части маскируется различными процессами, происходящими водонефтяной эмульсии. Здесь разброс показаний прибора обычно настолько широк, что невозможно уверенно выделить изменения, которые происходят при небольшом притоке воды. Большие же поступления воды через кольцевое пространство между лифтовой и обсадной колонной в практике измерений пока не встречались. Об этом говорит тот факт,

что у воронки при переходе потока из обсадной в лифтовую колонну всегда наблюдается скачок в повышении концентрации нефти в смеси, а не наоборот. Однако это не гарантирует того, что в будущем, при широком размахе исследований обводненности скважин, не могут встретиться и обратные случаи, когда у воронки будет происходить местное повышение объемного содержания воды в нефти и ступенька на кривой изменит свой знак.

Для хотя бы приблизительного уточнения места притока при наличии на забое отстойной воды в отсутствие комбинированного прибора было испытано несколько методов:

Изменение режима работы скважин. В этом случае легко определяется продуктивность скважины по воде и нефти. На рис.61 приведены две кривые объемного распределения нефти и воды на забое скважины № 1734 для двух различных режимов работы. Левое распределение соответствует плановому режиму с $Q=45$ т/с. Правая кривая снята при почти вдвое большем дебите. В соответствии с этим процентное содержание нефти в лифте возросло с 20 до 60 %. Это говорит о том, что поступление воды в скважину ограничено и увеличение воронки депрессии приводит лишь к росту притока нефти, а не воды. Рост дебита благотворно сказывается на режиме работы скважины. В некоторых случаях возможно даже повышения буферного давления при увеличении дебита.

По обеим кривым нетрудно установить, что приток нефти идет из двух пропластков, что хорошо согласуется с показаниями дебитомера (рис. 56). При повышении депрессии происходит уже отмеченное ранее увеличение эффективной мощности обоих пропластков. У воронки наблюдается скачок концентрации нефти. В лифтовых трубах по колебаниям в показаниях прибора хорошо заметно, как происходит выравнивание структуры потока. Всплывающая с большой скоростью нефть более интенсивно перемешивается с водой по мере подъема вверх по трубам.

Наиболее вероятным местом поступления воды на забой этой скважины являются нижние границы притока. Судя по тому, что с ростом депрессии не происходит соответствующего прироста в притоке воды, можно заключить, что она поступает по узким каналам в цементном кольце за обсадной колонной, а не непосредственно по пласту.

Высокая степень обводненности скважины № 1734 является результатом некачественного цементажа и зажима ее дебита. Последнее обстоятельство, затрудняя приток нефти из пластов и выключая большую часть их мощности из работы, не препятствует поступлению воды по заколонному пространству. Вполне очевидно, что в этом случае дебит воды определяется, в основном, не

перепадом давления между нижними пластами и забоем скважины, а гидравлическим сопротивлением трещин и каналов в цементе, пропускная способность которых ограничена, по-видимому, их небольшими размерами и особенно – большой длиной и сильной извилистостью.

Нефтепромысловая практика показывает, что факты уменьшения процентного содержания воды в нефти при увеличении дебита встречаются очень часто [130] – гораздо чаще, чем обратное явление.

Как пример прямо противоположного поведения обводненности можно привести скважину № 1920 (рис. 62). Распределение воды и нефти на ее забое весьма сходно с тем, что наблюдалось у скважины № 1734 (рис. 61) – такие же количественные данные и те же особенности поведения эмульсии на забое, у воронки и дальше – по лифту. Разница лишь в том, что весь приток жидкости сосредоточен у нижних отверстий перфораций непосредственно над искусственным забоем. Очевидно, большой вес столба жидкости в лифте и связанное с этим высокое забойное давление свели эффективную мощность вышележащих пропластков к нулю. Попытка разжечь скважину и увеличить ее дебит дали прямо противоположный результат, по сравнению со скважиной № 1734. Увеличился приток не нефти, а воды, в результате чего вес столба в лифте еще больше возрос и скважина заглохла. Так как скважина № 1920 не относится к экспериментальному участку и общая обстановка в ее районе не изучена, по одному замеру трудно судить о причинах такого поведения скважины. Но все объективные данные сходны с теми, которые должны иметь место при обводнении за счет подтягивания конуса воды или резкого нарушения цементного кольца. Как будет видно из дальнейшего, существенную помощь в уточнении мест прорыва воды могли бы оказать температурные измерения. Однако в скважине № 1920 они практически бесполезны, так как путь прибору преграждает искусственный забой, расположенный у самой границы притока. Отсутствие зумпфа не позволяет проследить пути заколонной циркуляции жидкости.

Выброс отстойной воды из скважины. Такой благоприятный эксплуатационный фактор, как уменьшение процентного содержания воды в нефти при увеличении дебита, можно использовать для полного выброса отстойной воды, как из лифта, так и из обсадной колонны. Повышенная скорость потока способствует лучшему удержанию капель воды и выносу их на поверхность. (В нефтепромысловой практике очень давно известен этот метод «продувки» для выброса воды и песка из скважины).

Распределение воды и нефти на забое в подобном случае дано на рис. 63 для скважины № 1736. Это первый пример обводненной скважины, у которой вблизи воронки не наблюдается характерной ступеньки. Правда, и содержание воды в нефти также невелико – всего около 3 %. По внешнему виду кривой обводненности (рис. 63) нетрудно установить интервалы, в которых происходит поступление нефти на забой скважины. Местам притока соответствуют наиболее пологие участки кривой. Но на вопрос о месте поступления воды график и в этом случае не дает прямого ответа. Возможны два варианта: нижняя вода или приток ее совместно с нефтью из пласта в виде эмульсии. Для скважины № 1736 картина проясняется при сравнении кривой обводненности на рис. 63 с кривой притока на рис. 55. Нижняя отметка притока жидкости на рис. 55 соответствует глубине 1644,5 м, в то время как измеритель объемной водонасыщенности отмечает появление нефти в воде только на несколько меньшей глубине 1642 метра. Как уже отмечалось, это как раз тот простейший случай, когда места притока нефти и воды в нижней части скважины пространственно разобщены и их легко разделить простым сопоставлением кривых притока и обводненности. Опираясь на приведенные рассуждения, нижняя активная зона на рис. 55 отмечена как зона притока воды.

Количество поступающей воды в скважину на этом графике строго фиксировано при различных забойных давлениях. Весьма любопытно проследить за изменениями обводненности скважины с ростом ее дебита. По левому графику рис. 63 с кривой притока на рис. 55. Нижняя отметка притока жидкости на рис. 55 соответствует глубине 1644,5, в то время как измеритель объемной водонасыщенности отмечает появление нефти в воде только на несколько меньшей глубине 1642 метра. Как уже отмечалось, это как раз тот простейший случай, когда места притока нефти и воды в нижней части скважины пространственно разобщены, и их легко разделить простым сопоставлением кривых притока и обводненности. Опираясь на приведенные рассуждения, нижняя активная зона на рис. 55 отмечена как зона притока воды.

Количество поступающей воды в скважину на этом графике строго фиксировано при различных забойных давлениях. Весьма любопытно проследить за измерениями обводненности скважины с ростом ее дебита. По левому графику рис. 55 из общего отбора около 115 м³/с примерно 10 м³/с занимает вода, то есть обводненность добываемой нефти составляет примерно 10 %. При увеличении дебита до 215 м³/с (правый график) поступление воды остается на том же уровне, и обводненность уменьшается до 5 %. Дополнительный разжим скважины ($Q=300$ м³/с) уменьшает процент

воды до 3 (рис. 63). На этом количественном примере еще раз подтверждается уже высказанное предположение, что во многих случаях разжим скважин улучшает работу лифта, уменьшает обводненность нефти и увеличивает эффективную мощность работающих пропластков.

Во всех рассмотренных выше случаях обводнение скважин, расположенных как на экспериментальном участке (№ 1734, № 1736), так и в других частях Южно-Ромашкинской площади (№ 1920), обводнение произошло за счет нижней, подошвенной воды. В небольшой пока практике измерений встретился и сомнительный случай, когда по объективным данным можно предположить, что имеет место прорыв воды от нагнетательных скважин. На рис. 64 приведена кривая обводненности потока на забое скважины № 1737.

Из описания притока уже известно, что на забое этой скважины происходят довольно сложные процессы, связанные с перетоками из пласта «в» в пласт «б». В какой-то мере график обводненности на рис. 64 отражает то же явление. Видимо, по этой причине кривая имеет несколько необычный вид.

Есть и другая особенность графика – резкий провал кривой по отметке 1643 метра. При сильно возмущенном потоке в этом интервале возможен, конечно, как случайный выброс в показаниях прибора, так и захват потоком большого объема воды с нижнего зеркала.

Ввиду того, что своевременно не был произведен повторный замер, элемент случайности не может быть полностью исключен. Однако, допуская большую вероятность ошибки, можно все же проиллюстрировать на данном примере образец типичной кривой обводненности, характерной для прорыва нагнетаемой воды по пласту, выше нижней отметки притока.

Кстати, имеются и другие, правда, косвенные доказательства того, что в скважине № 1737 произошел прорыв именно нагнетаемой воды. Так, диэлектрическая постоянная жидкости в зумпфе данной скважины имеет наименьшее значение, встретившееся при измерениях обводненности на исследуемом участке. Переводя это на качественный язык, можно констатировать, что в воде скважины № 1737 содержится наименьшее количество всевозможных примесей, в том числе и солей, то есть, что это наиболее пресная из встретившихся пластовых вод.

Кроме вышесказанного, следует учесть, что скважина № 1737 расположена на кратчайшем расстоянии от нагнетательной скважины № 503, принявшей очень большой объем воды. Они соединены между собой по наиболее активному пропластку «в». В довершение всего имеет место неконтролируемый переток все из

того же пропластка «в» в другой, что также способствует повышению скорости движения воды по этому пропластку. Окончательный ответ на интересующий нас вопрос дадут предстоящие замеры. Имеющиеся данные допускают и подток воды из нижележащих обводненных пластов по той же схеме и тем же путям, что и у скважин №№ 1734 и 1736.

§ 33. Температурный профиль горизонта Д₁ как индикатор затрубной циркуляции воды

Во всех предыдущих рассуждениях разбиралась, в основном, задача об определении мест поступления воды на забой эксплуатационной скважины. Не менее интересен вопрос – откуда приходит вода к местам ее притока. Где тот резервуар, который питает водой нефтяную скважину, и каковы соединяющие их каналы. В частном случае подтекания нижней воды некоторые сведения могут дать кривые распределения температуры вдоль призабойной части скважины.

Метод определения затрубной циркуляции по температурным кривым наиболее эффективен в том случае, когда для данной скважины известно распределение температуры на забое до ее обводнения. Наложение кривых, снятых до и после обводнения, дает прямой ответ – откуда, с каких нижних горизонтов началось движение воды к нижним отверстиям перфорации.

Отсутствие начальных данных о распределении температуры заставляет искать косвенные пути их определений с той или иной степенью точности. Наиболее очевидный путь – это изучение температурного разреза в расположенных вблизи неработающих – пьезометрических скважинах. Для экспериментального участка такими являются скважины № 75 на Лениногорской площади и № 1696 на западе Южно-Ромашкинской. Температурные замеры в них производились дважды – в 1958 и 1960 гг. (рис. 65). Невысокая абсолютная точность первых замеров не позволяет провести сравнение и проанализировать происшедшие измерения. Скважина № 75 расположена примерно в пяти километрах от анализируемого участка на не разбуренной части месторождения, вблизи внешнего контура нефтеносности. Ее альтитуда почти совпадает с альтитудами скважин экспериментального участка, расположенных также, как и она, в пойме реки Степной Зай. У скважины № 1696 худшие параметры для сравнения: расстояния от участка около 10 км, альтитуда на 200 метров больше. Кроме того, юго-западная часть Ромашкинского месторождения имеет особые температурные

условия. По этой причине в дальнейшем анализируются, в основном, температурные данные скважины № 75.

По теплопроводности горных пород геологический разрез скважины можно разбить на два участка. Первый, от устья скважины до глубины в 1000 метров, сложен из более теплопроводящих пород, в связи с чем, он имеет температурную ступень $1,1^{\circ}\text{C}$ на 100 метров. Второй, расположенный ниже 1000 метров, состоит из менее теплопроводящих слоев и имеет соответственно ступень несколько большую, чем $1,7^{\circ}\text{C}$ на 100 метров. Оба участка осложнены аномалиями. Первый - на глубине 700-760 метров, а второй – на глубине 1580-1640 метров. Эти аномалии создают как бы ступеньки в общей картине подъема, близкого к прямолинейному.

Для анализа работы призабойной зоны наиболее важна, конечно, аномалия в районе 1600 метров, там где расположен продуктивный горизонт D_1 . На небольшом 60-метровом участке температура изменяется от 31°C до $34,5^{\circ}\text{C}^1$. (Аналогичные данные имеются и по другим скважинам. К сожалению, в скважине № 1696 из-за засоренности забоя дважды (в 1958 и 1960 г.) не удалось достичь отметки, соответствующей горизонту D_1 .

¹Охват температурной аномалией и кыновских слоев указывает, по-видимому, на их сходство с горизонтом D_1 [132].

Для детального изучения этого вопроса требуется провести еще немало исследований и точных измерений. Нет пока ясного и четкого ответа и на вопрос о происхождении аномалии. Возможно, что она существует со времени образования месторождения и является такой же неотъемлемой особенностью геологического строения, как и ступенька у отметки 750 метров. Строение горизонта D_1 сходно со строением более глубокозалегающих пластов D_{II} – D_{III} и D_{IV} . Разница между ними заключается лишь в том, что первый насыщен нефтью, а остальные – водой. В связи с этим напрашивается предположение: не связано ли различие в теплопроводности пород в пределах аномалии и ниже ее с тем, что они насыщены различными жидкостями. В литературе можно найти данные о теплопроводности пористых сред, насыщенных различными жидкостями. При заполнении коллектора нефтью теплопроводность его оказывается примерно в два раза ниже, чем для той же породы, заполненной водой [131]. Если это так, то нижняя точка излома на рис.65 должна совпадать с зеркалом ВНК. Для скважины № 75 это условие примерно выполняется.

Однако не исключена возможность некоторого изменения температуры продуктивного горизонта в процессе эксплуатации месторождения². Если описываемая аномалия у скважины № 75

произошла по этой причине, то начальную температуру пласта можно найти, экстраполируя кривую распределения температуры с нижних участков разреза скважины, которые не были охвачены разработкой и не претерпели существенных изменений за время эксплуатации месторождения. Экспериментально эту гипотезу проверить пока не удалось. Дело в том, что глубокий зумпф, пригодный для таких замеров, встречаются лишь на разведочных скважинах. Несколько таких скважин расположено в непосредственной близости от экспериментального участка - №№ 78, 79, 80, 600, 631 и др. Но, к сожалению, ни в одной из них нет воронки, и крестовина на башмаке лифтовых труб преграждает путь глубинному термометру к нижней, наиболее интересной части скважины. В будущем по затронутым вопросам также будут проведены специальные исследования.

На настоящем этапе исследования, когда кривые распределения температуры на забоях скважин только начинают сниматься, можно сделать лишь более или менее достоверные предположения о путях затрубного движения воды. Эти предположения основаны на том факте, что нормальное изменение температуры, соответствующие геотермическому градиенту, нарушается в зоне притока жидкости на забой скважины. В этой зоне происходит перелом потока, и горизонтальное квазиизотермическое движение жидкости сменяется вертикальным подъемом по стволу скважины. В тепловом отношении процессы, происходящие в лифте, уже отличаются от изотермических. Основную роль при этом начинают играть скорость потока и теплопроводящие свойства горных пород, слагающих геологический разрез скважины.

В нормальной эксплуатационной скважине, фонтанирующей чистой нефтью, излом на температурной кривой должен лежать на нижней отметке притока. Если же скважина обводнена нижней водой, то излом будет соответствовать тому месту, откуда началось затрубное движение жидкости. Вдвое большая теплоемкость воды, по сравнению с нефтью, компенсирует в какой-то мере ее меньшее процентное содержание в потоке.

Схема метода приведена на рисунке 66. Линия АВ соответствует естественному геотермическому градиенту. Участок между H_1 и H_2 – зона

¹Следует иметь в виду, что в районе скважины № 75, несмотря на отсутствие отбора нефти, пластовое давление к 1957-1958 гг. значительно снизилось. Сказалось влияние разработки центральных площадей. Лишь после начала

интенсивной закачки воды в районе скважины № 503 давление в этой части залежи стало расти

притока нефти. Для безводной скважины температурная кривая на забое идет по пути АСД с изломом в точке С, имеющей координату H_2 .

При обводнении нижней водой температурная кривая имеет вид АЕФМ. Излом наступает несколько раньше в точке Е с координатой H_3 , соответствующей началу затрубного движения воды. В зоне притока, то есть на участке FM, возможны дополнительные изменения в зависимости от соотношения объемов воды и нефти, поступающих на забой скважины, и величины коэффициента Джоуля-Томпсона для нефти. Местоположение резервуара, питающего скважину водой, определяется по сопоставлению отметки H_3 с каротажной диаграммой.

На рис.67 приведена кривая распределения температуры на забое реальной скважины № 1736. Для ясности использованы те же буквенные обозначения, что и на рис.66. Сопоставление координаты точки Е с H_3 , равной 1664 м, показывает, что движение воды начинается с подошвы нижнего обводненного пропластка «д» (см. рис. 55). Там, на нижней границе горизонта D_1 , в переходной зоне от глин к песчаникам, следует искать начало каналов, по которым вода поднимается к нижним отверстиям перфораций. Совершенно аналогичная картина наблюдается на скважине № 1737 (рис. 58 и 68).

Там, где по тем или иным причинам искусственный забой близко подходит к зоне притока, метод не может быть использован, так как приборам нет доступа к нижней части скважины. Такое положение имеет место, например, у скважины № 1735 и отчасти у № 1734. Распределение температуры на забое скважины № 1734 дано на рис.69.

Ввиду слабой изученности температурных процессов, происходящих на забое скважины, подобная интерпретация температурных кривых может быть не совсем точной. Из приведенных данных видно, что температура потока в зоне его образования описывается не плавной кривой, а имеет целый ряд подъемов и спадов, которые не всегда находят удовлетворительное объяснение. Для того, чтобы температурный метод определения затрубной циркуляции воды мог войти в промысловую практику, необходимо, чтобы, наряду с, электрометрическими, исследованиями каждой новой скважины снималось и начальное распределение температуры пластов. Кривая начальной температуры, зафиксированная на каротажной диаграмме, позволит в дальнейшем путем сопоставления с ней текущего распределения

температуры судить об изменении теплового режима пластов и установить пути подъема подошвенной воды на забой скважины.

§ 34. Некоторые пути борьбы с осложнениями при обводнении скважин.

Выработка нефтяных пластов на Ромашкинском месторождении происходит с помощью воды как рабочего агента. Естественно, что чем дальше идет процесс заводнения, тем большую роль будет играть фактор обводненности скважины. Вода станет постоянным спутником нефти. Водный период эксплуатации уже наступает для некоторых скважин первых эксплуатационных рядов. К этому надо готовиться заранее. Необходимо иметь дифференциальные характеристики скважин до того, как они начнут обводняться, с тем, чтобы впоследствии можно было методом сравнения определить места притока воды. Кроме того, по начальным и текущим данным можно будет подбирать такие режимы, при которых нефтеотдача станет наивысшей, а примесь воды незначительной. За предварительное изучение скважин до их обводнения стоят и геофизики [133]. Заканчивая настоящий раздел, можно констатировать: создана аппаратура, разработана методика и проведены первые исследования, с помощью которых выяснена основная, наиболее опасная особенность обводненного лифта. Она заключается в том, что, независимо от места прорыва, вес столба жидкости в лифтовой колонне за счет осадочной воды растет значительно быстрее процентного содержания воды в добываемой нефти на поверхности. Вызванный этим рост забойного давления уменьшает эффективную мощность работающих нефтяных пропластков, часть их вообще выключает из эксплуатации и снижает тем самым приток нефти на забой. В то же время рост забойного давления почти не влияет на продуктивность скважины по воде.

При обводнении за счет прорыва нагнетаемой воды с первых же дней из-за роста забойного давления затрудняется фонтанирование скважин. Подобное явление будет наблюдаться независимо от мощности пласта, что может создать иллюзию прорыва воды по всей мощности нефтенасыщенного горизонта, в то время как в действительности это будет лишь незначительная, наиболее проницаемая часть одного из пропластков.

Вынужденное прекращение эксплуатации из-за нехватки перепада давления между нагнетательными и эксплуатационными рядами при многопластовой структуре горизонта D_1 приведет к очень низкой нефтеотдаче.

Таким образом, интересы повышения нефтеотдачи пластов и продления безводного периода работы месторождения требует, во-первых, раздельной эксплуатации пропластков, и, во-вторых, изыскания способов облегчения обводнившегося лифта.

Раздельная эксплуатация дает возможность добывать безводную нефть, несмотря на частичное или полное обводнение одного из пропластков. Это требование удачно сочетается с необходимостью установления особых режимов работы для каждого пропластка в отдельности.

Пути облегчения столбы газонефтеводяной смеси в скважине могут быть различными – от форсирования отбора жидкости с малым противодавлением на устье до раздельной добычи нефти и воды. Последний способ, предложенный институтом Гипровостокнефть, весьма удобен, так как при его использовании отпадает необходимость в обезвоживании нефти на промыслах. Оседание воды в потоке превращается из неблагоприятного в удобный для эксплуатации фактор. Однако в существующем варианте он имеет два, правда несущественных, недостатка. Это некоторые затраты дополнительной энергии для подъема пластовой воды на поверхность и необходимость в сборе, утилизации или захоронении добытой соленой воды.

Эти недостатки можно устранить, если повернуть путь воды на сто восемьдесят градусов. Вместо того, чтобы поднимать на поверхность, ее можно сбрасывать в нижележащие водоносные пласты. Во многих случаях это может произойти самотеком, но иногда потребуется и механическая перекачка под давлением. Затраты энергии в этом варианте будут несколько меньшими, чем при подъеме на дневную поверхность.

Осложняющим фактором является лишь необходимость в автоматике с датчиком на забое скважины. Регулирование перетока воды в пласты D_{III} , D_{III} и D_{IV} может производиться с помощью пакера и забойного штуцера, отделяющего нижние водоносные пласты от эксплуатационного горизонта. Более тонкая настройка возможна за счет изменения отбора нефти на поверхности. Автоматика и датчик могут быть как следящего, так и дискретного действия, реагирующие либо на появление воды в потоке нефти, идущем вверх, либо на наличие нефти в воде, перекачиваемой вниз.

Благодаря разделению воды и нефти на забое обводненных скважин удастся поднять добычу из частично промытых пластов и извлечь нефть из менее проницаемых частей. При этом увеличивается интервал промытой мощности нефтеносных песчаников, а вместе с ним и величина коэффициента нефтеотдачи по охвату пластов.

По предположению автора, нефтепромыслом № 1 НПУ Лениногорскнефть осуществлена перекачка воды из зумпфа скважины № 78 в водоносный пласт Д_{IV}. Опыт дал положительный результат. Другие пути борьбы с преждевременным обводнением скважин будут разобраны в следующей главе.

ГЛАВА XI.

Анализ состояния разработки экспериментального участка на Ромашкинском месторождении.

§ 35. Особенности геологического профиля вдоль нагнетательного ряда.

В предыдущих главах были разобраны отдельные стороны работы нагнетательных и эксплуатационных скважин. На конкретных объектах изучены пути их обводнения и некоторые вопросы формирования фронта нагнетаемой воды. Выявлены особенности отбора жидкости из пласта и приведены данные о распределении температуры в призабойной зоне. Затронут также ряд других вопросов. В настоящем разделе делается попытка в объеме имеющегося фактического материала рассмотреть работу небольшого участка месторождения. Поставленная задача облегчается тем, что почти все исследованные скважины расположены вместе в юго-восточном углу Южно-Ромашкинской площади. Выкопировка плана этого участка и взаимное расположение скважин даны на рис.70.

С востока участок ограничен не разбуренной частью Южно-Ромашкинской площади, с юга – также не введенной еще в эксплуатацию Лениногорской площадью. Такое незаконченное оформление этого участка месторождения, когда он еще не разбурен окончательно, но уже введен в эксплуатацию, порождает определенные трудности в интерпретации опытных фактов. Но, с другой стороны, при этом вскрываются многие особенности, свойственные периферийным площадям на данном этапе разработки залежи. Кроме того, в дальнейшем на участке будут скважины различного возраста, начиная от таких, которые уже обводнились пресной водой, и, кончая теми, которые после бурения только будут вводиться в строй как для нагнетания воды, так и для отбора нефти. При этом в одном месте как бы совмещаются различные этапы разработки, что очень удобно для изучения методики контроля и управления выработкой пластов.

Основное, что следует отметить при оценке участка в плане (плоскость ХУ), это крайне нерациональное использование энергии, нагнетаемой в пласт воды. Только половина ее используется для вытеснения нефти по направлению к первому эксплуатационному ряду. Для угловых скважин № 503 и особенно № 2097 эта величина снижается до еще меньших значений. Вторая половина воды расходуется на подъем давления на неразбуренной части площади и перемещение нефти за внешний контур нефтеносности.

Исследование неоднородностей горизонта D_I в плане месторождения и определение векторных значений пьезопроводности в плоскости ХУ еще только началось, поэтому достаточного материала для обсуждения нет. Имеющиеся данные приведены в соответствующем разделе. На данном этапе основное внимание уделено вертикальному разрезу или геологическому профилю участка.

Как уже отмечалось, детальному исследованию подверглись лишь три нагнетательных и четыре эксплуатационных скважины: №№ 2096, 503, 2097 и №№ 1734, 1735, 1736, 1737. Скважины второго и третьего эксплуатационного рядов, так же как и несколько разведочных скважин (№№ 79, 80), расположенных на участке, не имеют до настоящего времени воронок на концах лифтовых труб. В них закрыт доступ приборам к призабойной части пласта и скважины.

На рис. 71 и 72 приведены общепринятые на промыслах профили пластов по линии нагнетательных скважин и по первому эксплуатационному ряду. На них границы горизонта D_I определяются сверху электрорепером «верхний известняк», а снизу пачкой глин, отделяющей его от горизонта D_{II} [66]. В пределах участка мощность D_I меняется примерно от 42 до 48 метров, причем колебания по абсолютной отметке испытывают как верхняя, так и нижняя границы. Участок представляет собой одну из лучших частей месторождения. Это видно хотя бы из того, что почти все сечение профиля заполнено песчаником. Ухудшение коллекторских свойств идет снизу вверх. Весь горизонт разбивается на несколько слоев. Общепринято деление на 5 пропластков. Однако в пределах участка пласты «б» и «г» имеют двучленное строение. Мощности отдельных слоев не остаются постоянными и изменяются в значительных пределах, вплоть до полного из выклинивания.

На рисунках условные границы отдельных пропластков проведены в виде линий, разделяющих породы с различной проницаемостью и нефтенасыщенностью. Реальная картина гораздо сложнее. Как по глубине, так и по простиранию свойства пород непрерывно меняются, и не всегда можно отметить закономерности

в их поведении. Например, выклинивание пласта фиксируется только в том случае, если в одной из скважин этот пласт отсутствует. Громадные расстояния между скважинами (масштаб 1:20) не исключают, а, наоборот, делают очень вероятными наличие выклинивания отдельных пластов между скважинами. Так, например, гидродинамическая связь между скважинами № 503 и № 2096 устанавливается очень легко, в то время как между скважинами № 503 и № 2097 такой связи установить не удалось, несмотря на все попытки. По профилю же оба направления от скважины № 503 имеют почти равные возможности (рис. 71).

Возможно, что в этом направлении, наряду с выклиниванием пласта «б», некоторые изменения претерпевает и пласт «в». Однако более вероятно, что величина пьезопроводности этого участка зависит не столько от ухудшения коллекторских свойств пород, сколько от технологии его разработки. Так как по этому разрезу в какой-то мере можно судить о степени выработки пластов заводнением, то на его анализе следует остановиться несколько подробнее с тем, чтобы сделать выводы и прогнозы для других направлений движения воды и вообще для профилей, сходных с описываемым.

Вкратце история разработки этого участка такова: в сентябре 1957 года скважина № 503 после усиленного дренирования пласта¹ была переведена под закачку воды. Пробуренная рядом с ней скважина № 2096 была освоена и введена в строй как эксплуатационная. Скважина № 2097 из-за некачественного цементажа при опробовании вместе с нефтью дала воду. В дальнейшем, несмотря на ряд проведенных ремонтов, освоить ее как эксплуатационную не удалось. Нагнетание воды производилось также в скважину № 1065. Это был первый этап внутриконтурного заводнения, предусмотренный генеральной схемой разработки, этап создания водного коридора, разрезающего залежь на Южно-Ромашкинскую и Лениногорскую площади. Отбирающие скважины были разжаты полностью для получения максимального дебита, глубокой воронки депрессии в пласте и, как следствие, наиболее быстрого продвижения ФНВ в направлении этих скважин.

Вполне естественно, что скорость продвижения ФНВ от скважины № 503 по разным направлениям была не одинаковой. Быстрее всего он продвигался по направлению к скважине № 2096, что и привело в 1959 г. к прорыву пресной воды на забой этой скважины и ее обводнений. Нет никакого сомнения в том, что скважина № 2096 обводнилась от скважины № 503, а не от скважины № 1065. Об этом говорят и улучшенные коллекторы между ними и более высокая приемистость скважины № 503 по

сравнению с № 1065, и, самое главное, более близкое расстояние (376 м) по сравнению с интервалом до скважины № 1065 (465 м).

Как показали глубинные расходомеры и дебитомеры, наилучший приемистостью и отдачей обладает средний пласт «в». Следовательно, по нему лежит и наиболее вероятный путь прорыва воды между скважинами № 503 и № 2096. Сравнительно небольшое расстояние между этими скважинами (376 м) и максимальные депрессии способствовали получению высокого значения ψ -функции по этому пропластку.

В марте-апреле 1959 г. скважины № 2096 и № 2097 были освоены под закачку воды и перешли в разряд нагнетательных. Скважина № 2096 освоилась хорошо и до настоящего времени работает с хорошей приемистостью 600-1000 м³/с при давлении на головке 100-105 атм. Скважина № 2097 осваивалась значительно хуже: имела слабую приемистость (200-400 м³/с), подвергалась гидроразрыву. На основании приведенных данных нетрудно установить причину пониженного значения пьезопроводности пластов, лежащих между скважинами № 503 и № 2097. С одной стороны, это несколько большее расстояние между ними (601 м, а, следовательно, и большая вероятность выклинивания пластов и замена песчаников алевролитами, с другой – незначительное продвижение ФНВ в этом направлении. Поры продуктивных пород в данном направлении остались заполненными нефтью, жидкостью с более низкими упругими свойствами, чем вода. Кроме того, за счет частых ремонтов призабойная зона скважины № 2097 в значительной степени забита водо-нефтяной эмульсией, что не могло не сказаться на фильтрационном сопротивлении при прохождении волн давления.

Каковы же предварительные итоги подобного разрезания залежи водяным коридором?

Как показывает рис. 71, в приведенном геологическом профиле имеют место два случая выклинивания: пласт «а» – между скважинами № 503 и № 2096 и пласт «б» – между скважинами № 503 и № 2097.

Ее дебит в этот период достигал 600 т/с

Их гидравлическое сопротивление по данным направлениям в первом приближении следует считать равным ∞ . Эти пласты не были затронуты разработкой. Следовательно, имеющиеся в них запасы нефти остались невыработанными.

Пласт «а» между скважинами № 503 и № 2097 обладает пониженными коллекторскими свойствами. При существующих градиентах давления он не принимает воду и не отдает нефти. Пороговое давление сдвига для него превышает 0,2 атм/м. Подобное

положение имеет место не только для данного профиля, но и для других областей экспериментального участка. Таким образом, и эта часть запасов нефти осталась в пластах нетронутой.

В остальных пластах, в той или иной мере охваченных заводнением, ФНВ за первый период разработки в процессе разрезания залежи продвинулся на различные расстояния. Об абсолютных величинах его перемещения пока нет никаких данных. Однако, учитывая удельное распределение воды по мощности горизонта D_1 в скважине № 503 летом 1960 г. (рис. 39), можно предположить, что движение ФНВ происходило по пластам «б», «в», «г» со скоростями, пропорциональными 1:2:2. Наибольшее отставание наблюдалось, конечно, в пласте «б».

Таким образом, можно зафиксировать по крайней мере две причины, которые привели к неполному вытеснению нефти водой и снижению возможной нефтеотдачи:

а) отставание ФНВ в одном из пластов («б») по отношению к другим («в», «г»).

б) неполная выработка нефти из-за разных расстояний между скважинами по ту или другую сторону от нагнетательной. В полной мере это относится к пластам, лежащим между скважинами № 1065, 2096, а также к пропласткам «в» и «г» между скважинами № 503 и № 2097. Как видно из предыдущего изложения, этот профиль не характерен для периода разрезания залежи. Если допустить даже равную скорость движения ФНВ по ту и другую сторону от скважины № 503, то все равно более 200 метров по простиранию пласта для этого профиля остались бы заполненными не вытесненной нефтью.

Приближенная оценка показывает, что около половины запасов по данному геологическому профилю осталась невыработанной. Мала вероятность и того, что после перевода скважин № 2096 и № 2097 в нагнетательные, эта нефть вытеснена и отобрана первыми эксплуатационными рядами. Частичное заводнение пластов и резко сниженная температура их весьма осложняют извлечение этой нефти на последующих этапах разработки.

В разработанном профиле обращают на себя внимание такие благоприятные факты, как большая мощность (>10 м) и высокая проницаемость песчаников (>600 миллиарди), а также отсутствие осложнений со стороны плоскости ВНК. Раздел «вода-нефть» проходит по глинистым прослоям, почти не задевая песчаников и не создавая «переходных зон». В большинстве других случаев условия для выработки пластов будут значительно хуже.

§ 36. Поперечные геологические профили участка и пути движения ФНВ.

Значительно меньшее количество информации может принести геологический профиль по первому эксплуатационному ряду (рис. 72). Он показывает только, как изменяется структура пропластков в широтном направлении. На графике отмечены интервалы перфорации и зоны отбора нефти при тех режимах, в которых работали скважины летом и осенью 1960 г. Масштаб профиля тот же самый – 1:20. Метраж по колонне нанесен на рисунке вблизи каждой скважины. Общая абсолютная шкала от уровня моря дана с левой стороны.

Из рис. 72 видно, что коэффициент заполнения профиля горизонта D_1 песчаниками высок. Имеет место слияние почти всех пропластков между собой. Так по скважине № 1737 слиты «а» и «б» разделяются, но нижняя пачка остается слитой. Для скважины № 1736 дифференциация пластов еще несколько увеличивается, так как появляются глинистые прослои не только между «а» и «б», но и в самом пропластке «б», а также внутри пласта «г». Однако слияние пластов – явление чисто внешнее. Хотя уменьшается до минимума не отмечаемая на каротажной диаграмме толщина глинистых перемычек, но от этого каждый пропласток не теряет своей индивидуальности и, как будет видно из дальнейшего, ведет себя при разработке, как самостоятельный объект.

По профилям, составленным в направлениях, параллельных движению фронта нагнетаемой воды, ничего нельзя сказать об условиях, в которых движется по пласту закачиваемая вода, о выработке пластов и о связи скважин, отбирающих нефть, с нагнетательными. Для этой цели необходимы профили, перпендикулярные ФНВ, идущие поперек площади и пересекающие как нагнетательные, так и эксплуатационные скважины. Есть некоторые трудности в определении направления таких профилей, так как вода не всегда движется по кратчайшим путям, что является результатом анизотропии пластов к горизонтальной плоскости. Кроме того, одна нагнетательная скважина в существующих условиях разработки будет в какой-то мере влиять на несколько скважин эксплуатационных рядов.

Единственно правильным методом может служить только анализ объемной модели пласта, построенный по данным электрометрии и дифференциальным характеристикам скважин. Построение карт изопахит, мест слияния пластов друг с другом и т.д. облегчает анализ, но не может полностью заменить объемную модель. В настоящее время у автора настоящей работы нет

достаточных данных для построения такой модели экспериментального участка. Наибольшие приближения к действительности имеют либо звездный профиль от нагнетательной скважины* (Звездный профиль – это график поперечных разрезов пластов, расходящихся во все стороны от нагнетательной скважины по направлению к эксплуатационным. Такой профиль дан, например, К.И. Пономаревым к работе [134].), либо часть его по направлению движения воды, то есть по направлению к скважинам, отбирающим вытесняемую нефть.

В условиях лишь одностороннего использования ФНВ и уже проведенного разрезания участка нагнетательным рядом более близким к действительности будет не радиальный случай распространения воды по пласту, а линейный. поэтому на рис. 73-77 даны лишь односторонние разрезы пластов между нагнетательными и эксплуатационными скважинами. Радиальный или звездный профиль может быть составлен, например, для скважины № 503 из рисунков 71, 73, 74 и правой части рис. 72.

На рис. 73 дан профиль от скважины № 503 по направлению к скважинам №№ 1737, 1843. Их расположение в плане дано на рис. 70. Основной особенностью профилей данного типа является резко увеличенное расстояние между нагнетательными и эксплуатационными скважинами. В связи с этим достоверность экстраполяции пластов на расстоянии 1200-1500 метров в значительной степени понижается. Некоторым облегчающим обстоятельством служит подмеченное преимущественное простиранье пластов в этом направлении. Это видно не только из карт изопакит Южно-Ромашкинской площади, но и из факта повышенного влияния закачиваемой воды на скважины, расположенные в этом направлении.

как видно из графика, по данным электрометрии, от скважины № 503 пласты, за исключением «а», почти не меняя своей мощности, сходятся у скважины № 1737 в одну слитую пачку, которая в дальнейшем полностью распадается. Пласты «а» и «в» выклиниваются, «г» и «д» уходят под зеркало ВНК. К скважине № 1843 нефтенасыщенным остается только раздвоенный пласт «б».

При разборе профиля на рис. 71 было показано, что пласт «а» при расстояниях в 400-600 метров между скважинами и существующих давлениях нагнетания не принимает воды и не отдает нефти. Это положение в еще большей мере справедливо для вытеснения нефти при длине интервала в 1200 метров. Для того, чтобы впредь не возвращаться к этому вопросу, следует отметить, что ни в одном профиле на экспериментальном участке этот пласт не принимает участия в нефтеотдаче. Для его выработки требуются

либо повышенные давления нагнетания, либо уменьшение расстояния между нагнетательными и отбирающими скважинами. По-видимому, этот пропласток в данном районе месторождения следует считать самостоятельной залежью.

Средняя пачка пластов «б», «в» и «г» при почти неизменной мощности имеет небольшой уклон, соответствующий уклону верхней и нижней границ горизонта D_1 и тянется до скважины № 1737. Глинистые перемиčky, отделяющие нефтеносные и водоносные песчаники в скважине № 503, к скважине № 1737 выклиниваются. При анализе разреза этой скважины создается впечатление, что он сложен из монолитного песчаника от самой подошвы горизонта D_1 до отметки 1637 м, то есть до кровли пласта «б». Линией ВНК со стандартной отметкой 1489 м этот интервал делится на две почти равные части. Как видно из рисунка, прострел произведен на 7 метров выше ВНК. Вероятно, предполагалась опасность подтягивания конуса нижней воды и обводнения скважины.

Что же показывают приведенные исследования?

В разделе, посвященном формированию ФНВ, уже отмечалось, что, несмотря на кажущееся слияние и образование монолита, отдельные пласты сохраняют свою индивидуальность. Хорошим примером служат графики на рис. 45, 45а. Давление в пластах оказывается различным, и по его вертикальному распределению видно, что пласты «б», «в» и «г» в скважине № 503 отделены друг от друга менее проницаемыми прослоями. Наклон соответствует общей тенденции пластов. Ориентиром, определяющим расчленение этих пластов, служат зоны притока и перетока и каротажные данные скважины № 1737.

Вторым доказательством слоистости пластов и почти полное отсутствие вертикальной компоненты фильтрации являются перетоки, наблюдаемые экспериментально на скважине № 1737. Как уже отмечалось, происходят они в пласте, на первый взгляд кажущемся однородным. Причину их можно определить по профилю на рис. 73. Где-то в районе между скважиной № 1737 и последующими скважинами второго (№ 1843) и третьего (№№ 1945 и 1946) эксплуатационных рядов пласт «б» расслаивается на два и отделяется глинистыми перемичками от остальных пластов, большая часть которых вообще выклинивается и замещается алевролитами и аргиллитами. Вполне естественно, что усиленный отбор нефти целым рядом скважин только из пласта «б» ведет к снижению давления в нем. Закачка воды через нагнетательные скважины не может, в силу дальности расстояния и слабой проницаемости пласта, обеспечить полностью замещение объема

отобранной нефти. Вследствие этого давление на забое зажатой скважины первого ряда (№ 1737) оказывается выше, чем давление в пласте «б». Вместо отдачи он начинает поглощать нефть за счет перетока из пластов с более высоким давлением. Главным здесь является то, что переток происходит в кажущемся монолитном пласте через забой скважины. А это означает, что гидравлическое сопротивление вертикальной фильтрации жидкости в самом пласте больше, чем сопротивление перетока через ограниченную область скважины, которую на плоскости можно рассматривать как точку. Учитывая колоссальную площадь соприкосновения пластов «б» и «в», исчисляемую квадратными километрами $>10^{10}$ см², по сравнению с площадью скважины $<10^3$ см, можно считать, что проницаемость пластов по простиранию во много раз выше, чем по вертикали. Практически, по-видимому, даже при слиянии пласты можно считать изолированными друг от друга.

Третьим фактором, являющимся и доказательством и следствием слоистости, является снижение уровня ВНК в скважине № 1737 по отношению к общепринятой отметке 1489-1490 м (1652 – для скважины № 1737). По каротажной диаграмме рис. 58 видно, что для данного участка высокое омическое сопротивление песчаников сохраняется до глубины 1658 м (1495).^{*} (Следует отметить, что данные замеров зондами большой длины значительно уменьшают эту глубину, приближая ее к общепринятой отметке.)

Учитывая слоистость пластов, по профилю (рис. 73) можно понять, почему в данном районе нефтяной залежи произошло некоторое понижение зеркала подстилающей воды. Следуя общему наклону горизонта Д₁, глинистая перемычка в середине пласта «г», постепенно уменьшаясь по мощности с небольшим понижением, подходит к точке, где пробурена скважина № 1737. По ее границе установлен уровень ВНК.

На рис. 73 та часть нефти, которая попала в интервал между теоретической и предполагаемой линией ВНК (обозначенные соответственно штрих пунктиром с одной и двумя точками) осталась неучтенной. Более того, боязнь образования конуса обводнения не позволила перфорировать не только пласт «г», но и пласт «в». К чему это приведет на практике, предсказать трудно. Повышенный отбор нефти в узком интервале у самой кровли пласта «в» вызовет быстрое продвижение ФНВ в этом направлении. В результате произойдет преждевременное обводнение эксплуатационной скважины, прорвавшейся пресной водой.

В скважине № 503 летом 1960 г. распределение воды по пластам шло таким образом, что в пласт «б» из общего количества около 2000 м³/с попадало примерно 200 м³/с. Работающая мощность

этого пласта 5 м. В пласт «в» мощность 9 м – 1300 м³/с и в пласт «г» – 500 м³/с. У последнего $h_{эфф.}=3,4$ м. Элементарный подсчет объемным методом показывает, что при равномерном распределении воды (2 млн. м³ во все стороны от скважины ФНВ за три с лишним года эксплуатации по пласту «б» принял форму круга с радиусом 300 м, а по пластам «б» и «Г₁» – с радиусом, равным 525-530 м. Учитывая, что форма ФНВ сжата соседними нагнетательными скважинами №№ 2096, 2097 и ограниченным отбором нефти на Лениногорской площади (одна скважина № 79 на расстоянии 2400 м), продвижение воды по пластам в направлении первого эксплуатационного ряда имеет несколько большую величину и должно достигать значений, соответственно раза в полтора больших (то есть 450 м и 750-800 м). Во всяком случае, говорить об обводнении первого ряда еще рано. Однако, как показывает рис. 64, возможно, что небольшой интервал отбора в скважине № 1737 привел к тому, что для нее ФНВ по узкому слою уже подошел к забою. Несмотря на крайне высокое буферное давление, при обводнении на 10-15 % скважина встанет, задавленная столбом отстойной воды.

Нетрудно ориентировочно оценить коэффициент приемистости и отбора для скважин этого профиля. Отношение эффективной рабочей мощности пластов $h_{эфф.}$ к полной мощности h для скважины № 503 равно

$$\psi^{503} = \frac{h_{эфф.}^{503}}{h^{503}} = \frac{17.4}{25.7} \approx 0.68$$

для скважины № 1737 это соотношение будет

$$\psi^{1737} = \frac{h_{эфф.}^{1737}}{h^{1737}} = \frac{1.2}{22.2} \approx 0.054$$

Все это с предполагаемым значением ВНК. При общепринятом положении результат несколько возрастет:

$$\psi^{1737} = \frac{1.2}{17.2} \approx 0.07$$

Реальное значение должно лежать где-то между этими крайними пределами.

Возможный коэффициент охвата пластов выработкой определится, как отношение суммы величин рабочих мощностей площадей к сумме значений их полных мощностей:

$$\eta_z = \frac{h_{эфф.}^{503} + h_{эфф.}^{1737}}{h^{503} + h^{1737}} = \frac{17.4 + 1.2}{25.7 + 17.2} \approx 0.435$$

Определение коэффициента нефтеотдачи по охвату сделано без учета слоистости пласта, то есть, считая пачку пластов «б», «в» и «г» монолитом для профиля между скважинами №№ 503-1737. Из рисунка 73 видно, что включение в общую мощность пропластка «б» не вполне правильно. В данном направлении продвижение ФНВ по нему идет независимо от более нижних частей кажущегося монолита. Относительно двух других пропластков этого сказать нельзя. Наоборот, равенство давлений в них (рис. 45, 45а), почти одинаковая удельная приемистость, а, следовательно, и равно продвинувшийся ФНВ указывают на возможную связь между ними. Для более определенных выводов данных пока не хватает.

Вполне аналогичная картина наблюдается для соседнего профиля от скважины № 503 до скважины № 1736 (рис. 74). Отличие заключается в том, что мощная пачка слитых пластов от «б» до «д», существовавших в скважине № 1737, у соседней скважины распадается на ряд самостоятельных слоев. Отделяется двучленный пласт «б», а между средними и нижними пластами появляется небольшая глинистая перемычка, по которой наиболее вероятно располагается плоскость ВНК. Для этой скважины также существует неопределенная зона между предполагаемой и общепринятой отметкой зеркала ВНК. Но размер ее значительно меньше, чем у скважины № 1737. Если следовать дальше по ряду (рис. 72, 76, 77), то эта разница совсем исчезает. Для окончательного выяснения вопроса необходимо проследить за положением ВНК в скважинах, которые будут буриться на восточной окраине Южно-Ромашкинской площади в районе анализируемого участка. Особенно это будет относиться к будущей скважине № 1738.

Для профиля рис. 74 картина закачки воды не изменяется, так как кривая приемистости нагнетательных скважин еще не может быть дифференцирована по азимуту. Отбор нефти также не сильно отличается от предыдущей скважины.

Коэффициент отбора для скважины № 1736 будет

$$\psi^{1736} = \frac{3.2}{25.4} \approx 0.125$$

а соответствующий профилю коэффициент охвата пластов выработкой

$$\eta_z = \frac{17.4 + 3.2}{25.7 + 25.4} \approx 0.4$$

Скважина № 1842, расположенная во втором эксплуатационном ряду за скважиной № 1736, имеет выше отметки

ВНК лишь пласт «в». В течение многих лет эта скважина находится в капитальном ремонте и в отборе нефти из пласта не участвует.

Влияние закачиваемой воды на третий эксплуатационный ряд¹ отстоящий от нагнетательного на 2400 метров и более, возможно только по наиболее проницаемым пропласткам, не испытывающим резких изменений своей мощности. Без специальных исследований в условиях попеременного выклинивания почти всех пропластков трудно определить пути движения нефти, вытесненной водой от нагнетательного ряда к центру Южно-Ромашкинской площади. Можно допустить, только то, что падение давления по наиболее проницаемым частям пропластков, вызванное работой второго и третьего эксплуатационных рядов, обуславливает движение воды также по узким слоям и способствует уменьшению эффективной рабочей мощности пластов у скважин первого ряда.

Нагнетательная скважина № 2097 не имеет расположенных поблизости от нее эксплуатационных скважин, если не считать № 80. Однако и тут промысловой практикой установлено, что скважина № 80 (рис. 70) больше реагирует на изменение режима работы скважины № 503, чем № 2097.

Ввиду невозможности исследовать скважину № 80, профиль от скважины № 2097 проведен лишь на скважину № 1737 при расстоянии между ними 1340 м (рис. 75).

Приемистость нагнетательных скважин зависит не только от давления в нем. последнее же обуславливается, наряду с другими причинами, и местом отбора нефти из пласта. При анализе материалов исследования скважины № 2097 уже указывалось, что нижний пласт «г» имеет очень высокое пластовое давление и принимает воду только узким интервалом у кровли. Изучение участка показывает, что наиболее очевидной причиной этого является повсеместное отсутствие отбора нефти из него. Этот, лучший по своим коллекторским свойствам пласт, имеющий хорошую распространимость,

¹Во втором и третьем рядах экспериментального участка нет скважин с воронкой на конце лифтовой колонны, и они пока не могут быть исследованы дистанционными приборами

фактически не участвует в разработке из-за своей близости к ВНК.

Коэффициент охвата по нагнетанию для скважины № 2097

$$\psi^{2097} = \frac{3,8}{14,8} \approx 0,255$$

Соответствующее значение для η_z по этому профилю будет совсем малым:

$$\eta_z = \frac{3.8+1.2}{14.8+17.2} \approx 0.155$$

На рисунках 76 и 77 даны профили в двух направлениях от нагнетательной скважины № 2096. Один из них – на уже разобрannую эксплуатационную скважину № 1736 и расположенную за ней неработающую скважину № 1842 (рис. 76) и второй – по направлению на скважины № 1735 (первый ряд) и № 1841 (второй ряд).

Особенностью № 2096 является четкое отделение всех пластов горизонта Д₁ друг от друга глинистыми прослоями различной мощности, что в значительной степени облегчает анализ процесса формирования и продвижения фронта нагнетаемой воды. Наиболее низким давлением отличается средний пласт «в», так как он эксплуатируется повсеместно скважинами, отбирающими вытесняемую нефть. Пласт «б» также принимает воду почти по всей мощности. Несколько особое положение у пласта «г₁». Обладая прекрасными коллекторскими свойствами (рис. 42), он хорошо принимает воду. По изливу из него видно, что пластовое давление в нем высокое. Профили рис. 76 и 77 со всей очевидностью вскрывают причину этого явления. Из пластов «г₁» и «г₂» нет отбора нефти, нет или почти нет связи их с вышележащим пластом «в». Если для скважины № 503 в этом можно было сомневаться, то на профилях рис. 76 и 77 хорошо видны непроницаемые слои между ними.

После перевода скважины № 2096 в разряд нагнетательных, пласт «г₂» был дострелян, однако, воду он не стал принимать.

Этот пример вновь поднимает вопрос о местоположении плоскости ВНК на данном участке. Если для скважин № 1737 и № 1736 наиболее вероятно снижение истинного положения ВНК по отношению к общепринятой отметке, то для скважины № 2096 картина обратная. И по каротажной диаграмме (рис. 42) и по профилю (рис. 76 и 77) кажется, что действительное положение плоскости ВНК примерно на 3 метра выше, чем общепринятое, и она должна отбиваться на глубине 1486 м. Вероятнее всего, граница ВНК располагается вдоль глинистой перемычки, разделяющей пласт «г» на две части. Если вышеприведенные рассуждения справедливы, то пласт «г₂» на участке полностью заводнен, и нагнетание воды в него не только бесполезное, но и вредное дело.

§ 37. Особенности работы водоплавающих пропластков

Высокое давление в нижних обводненных пластах, речь о которых шла в конце предыдущего параграфа, является серьезным фактором, в значительной степени осложняющим эксплуатацию

водоплавающей части нефтяной залежи. Давление, развиваемое закачиваемой водой, передается от нагнетательных скважин по нефтенасыщенным и водоносным пластам с разной скоростью и различным затуханием. В основном три причины обуславливают более высокую потенциальную энергию пластов, заполненных водой:

во-первых, это отсутствие отбора из этих пластов, в связи, с чем вся поступающая в них вода идет на повышение запаса упругой энергии;

во-вторых, сжимаемость воды на целый порядок меньше, чем у нефти. И, наконец, в третьих, фильтрационное сопротивление песчаников продвижению воды значительно меньше, чем нефти, которая образует неподвижный аномальный слой у твердой поверхности поровых пород, уменьшающий эффективное сечение пор и тем самым снижающий проницаемость.

На практике это приводит к тому, что падение давления по нефтяной и водоносной частям горизонта идет по-разному, создавая наиболее неблагоприятные условия для работы эксплуатационных скважин. Действительно, снижение давления в водоносных пластах по трем вышеприведенным причинам весьма невелико, и у забоя эксплуатационной скважины оно лишь немного ниже, чем на забое нагнетательной скважины. Движение жидкости по этим пластам почти полностью отсутствует.

Совершенно иная картина в нефтеносных пластах. Отбор жидкости, сопротивление аномального слоя и высокая сжимаемость нефти приводят к тому, что давление по пласту очень быстро падает. Вот почему воронка депрессии между нефтяным пластом и забоем эксплуатационной скважины всегда намного меньше, чем перепад давления между забоем скважины и нижним, водоносным пластом. По абсолютной величине разность давлений, под которыми находится цементная изоляция обсадной колонны, может достигать 100 атм на расстоянии нескольких метров. Вполне естественно, что под таким напором малейшие трещины цементного кольца и особенно места соединения цемента с породой становятся каналами, пропускающими нижнюю воду. Вот основная причина того, что почти все скважины первого эксплуатационного ряда обводнились водой.

Несколько иначе дело обстоит с образованием конусов обводнения и движением нижней воды вверх по породам продуктивного горизонта. Величина градиента давления, под действием которого происходит подъем воды, остается той же самой. Однако вертикальная компонента фильтрационного сопротивления определяется в данном случае не нарушением

цементного кольца или дефектами цемента, а сопротивлением пород, слагающих разрез продуктивного горизонта. Как уже неоднократно отмечалось, неоднородность пород, под которой надо понимать не только разделение горизонта на пропластки, но и сложность самих пластов, настолько велика, что вертикальное перемещение жидкости почти исключается. Специально поставленные опыты помогут определить, какой должен быть средний удельный перепад давления для вертикальной составляющей фильтрации в реальных условиях Ромашкинского месторождения. Работы в этом направлении уже начались [64].

В настоящее время можно только отметить, что опасность образования конусов обводнения, предсказываемых, как и многое другое, из свойств однородных и изотропных пластов, сильно завышена. Большая и серьезная дискуссия по этому вопросу поднята в статье И.Я. Юрина [130]. Опираясь на обширный фактический материал, он убедительно доказывает, что для девонских залежей проникновение нижней воды на забой эксплуатационной скважины объясняется, в основном, дефектами цементационной обсадной колонны, а не конусами обводнения.

Несмотря на все благоприятные предпосылки при перфорации и извлечении нефти из сложных водоплавающих пластов девонских горизонтов, вероятность некоторого подъема конуса подошвенной воды у забоя скважин все же не равна нулю. Чтобы почти полностью устранить это явление, а также уменьшить вероятность прорыва нижней воды по заколонному пространству, необходимо принимать какие-то меры технологического характера. На промыслах разработаны методы цементирования нижней части колонны с подачей цемента под малым и большим давлением [130], закачка в пласт тяжелых углеводородов [135], закупорка пластов стойкой водонефтяной эмульсией [136] и так далее. Все эти мероприятия направлены на образование в пласте водонепроницаемых барьеров вблизи забоя эксплуатационных скважин и составляют группу пассивных способов.

Как известно, водоплавающие части залежи занимают обширные площади на Ромашкинском месторождении. Для повышения отбора нефти с этих участков и уменьшения ее обводненности необходимо, кроме упомянутых выше пассивных способов, разрабатывать активные методы борьбы с прорывом подошвенной воды [136].

Один из динамических способов борьбы с обводнением может быть основан на выравнивании давления в заводненной и нефтенасыщенных частях горизонта и ликвидации тем самым нежелательной вертикальной компоненты фильтрации жидкости.

Учитывая тот факт, что нижняя подошвенная вода практически не принимает участия в процессе выработки нефтяных пластов, можно сбросить повышенное давление в этой части горизонта путем соединения его через забой скважин с нижележащими водоносными пластами $D_{II} - D_{III} - D_{IV}$. Искусственно созданный переток регулируется забойным штуцером таким образом, чтобы воронки депрессии в водоносной и нефтеносной частях пластов были одинаковы и вертикальная компонента градиента давления отсутствовала.

Так как сжимаемость воды почти на порядок меньше, чему нефти, и закачка воды под плоскость ВНК не производится, то достаточно небольшого отбора жидкости из обводненных пластов для значительного снижения давления в них. В связи с этим необходимая интенсивность перетоков воды в нижние горизонты будет невелика, и их емкости, по-видимому, хватит на все время отбора нефти из водоплавающей части залежи.

В принципе, для создания регулируемых перетоков должен быть оборудован забой каждой эксплуатационной скважины, расположенной между внутренним и внешним контурами нефтеносности. Однако на первых порах для отработки методики можно использовать простаивающие скважины на экспериментальном участке.

Предлагаемый метод эксплуатации водоплавающих частей месторождения удачно сочетается со способом отдельного отбора нефти и воды после прорыва нагнетаемой воды на забой эксплуатационной скважины по наиболее проницаемым участкам нефтенасыщенной части коллектора. При этом перекачка воды в те же нижние горизонты будет продолжаться не только не самотеком, а механизированным способом.

Введение динамического метода эксплуатации водоплавающей части залежи позволит сократить обводненность добываемой нефти и сохранить существующие установки по обезвоживанию лишь как вспомогательные механизмы.

Неизбежным следствием слоистости пластов, а девонские месторождения, по-видимому, все в той или иной мере обладают этими свойствами, является поршневой тип вытеснения нефти водой. При этом скорость продвижения воды по прослоям с различной проницаемостью идет с различной скоростью. Это в какой-то мере учитывается при проведении анализа состояния разработки [137-144]. Однако кроме проницаемости, как это видно из приведенных выше примеров, на скорость и характер продвижения ФНВ влияет профиль отбора нефти.

И при законтурном, и при внутриконтурном заводнении ничтожность сроков разработки залежи по сравнению с общим временем естественного формирования ВНК коренным образом меняют пути и характер движения пластовых вод. Искусственное воздействие на пласт нарушает естественное распределение пластовой энергии. Все это необходимо учитывать при тех или иных глубинных измерениях отдельных параметров пласта в процессе эксплуатации.

Наиболее надежным способом определения подъема ВНК, например, считается анализ кернового материала и электрокаротаж вновь пробуренных нагнетательных, эксплуатационных или специальных оценочных скважин. Однако слоистость пластов и связанный с ней сложный профиль пластовых давлений в процессе эксплуатации могут в значительной степени исказить результаты, полученные такими методами.

Это связано с тем, что при вскрытии продуктивного горизонта, уже охваченного заводнением, нарушаются глинистые и алевролитовые перемычки, разделяющие отдельные прослои. Через образовавшиеся окна начинаются перетоки жидкости, выравнивающие давления по этажам на данном участке залежи. Как правило, в промытых, заводненных, более проницаемых частях пласта, давление будет значительно выше, чем в остальных, еще нефтенасыщенных интервалах. При веденные примеры для Ромашкинского и Бавлинского месторождений показывают, что такая разница может достигать 30-40 атм. Перетоки под таким давлением неизбежно приведут к заводнению призабойной зоны. Каротаж на этих участках может ошибочно показать обводненность всего горизонта и тем самым создаст впечатление полного промыва пластов по всей мощности.

После того, как началась промышленная разработка слоистой залежи и в продуктивном горизонте установилось какое-то динамическое распределение пластового давления, для контроля за разработкой нужны также динамические методы, основанные на всем комплексе трехмерного анализа.

Приведенный выше краткий и далеко не полный анализ геологических профилей экспериментального участка и характера движения ФНВ по продуктивному горизонту показывает, что для более полного извлечения нефти из недр земли необходимо дальнейшее совершенствование технологии разработки Ромашкинского месторождения. Одним из возможных путей повышения нефтеотдачи и увеличения безводного периода выработки сложных нефтяных пластов является раздельная эксплуатация пропластков.

Два фактора облегчают переход от разработки Ромашкинского месторождения, как единой изотропной залежи, к выработке нефти по отдельным пропласткам. Первый - это уже разработанная и принятая на нефтепромыслах схема раздельной закачки воды и раздельного отбора нефти из двух пластов через одну скважину.

Второй фактор заключается в том, что благодаря литологической неоднородности и высокому положению ВНК горизонта D_1 у каждой нагнетательной или эксплуатационной скважины не бывает одновременно более четырех нефтенасыщенных пропластков. Следовательно, новая технология эксплуатации потребует в предельном случае удвоения числа скважин, считая, что через каждую можно эксплуатировать по два пропластка. На самом деле эта цифра сильно завышена. Анализ участка показывает, что существуют большие площади месторождения, у которых имеются лишь один или два пропластка. Остальные либо замещены алевролитами, либо ушли под плоскость ВНК.

Там, где имеются три нефтеносных слоя, возможно в некоторых случаях объединение двух, сходных по условиям пластов единым фильтром с дополнительным контролем в процессе выработки. Однако ряд участков все же потребует бурения новых скважин.

Основными преимуществами раздельной эксплуатации являются следующие:

Точки дополнительного бурения будут намечаться при лучшей изученности структуры пластов, поэтому ошибки в бурении в значительной степени сократятся.

Площадь, приходящаяся на каждую скважину, отбирающую нефть, будет уменьшена. Уменьшится и доля пластов, не подвергающихся выработке из-за выклинивания.

Сократятся расстояния между нагнетательными и отбирающими скважинами, что приведет к росту градиента давления и увеличению эффективной мощности работающих пластов. Увеличится и нефтеотдача за счет уменьшения толщины аномального слоя. Все это, в свою очередь, приведет к значительному повышению коэффициента нефтеотдачи по вертикальному охвату η_z .

Возрастет коэффициент охвата и в плане месторождения, то есть η_{xy} , так как уменьшатся размеры целиков, не охваченных заводнением и выработкой.

Наконец, самое главное, основная масса нефти будет добыта в безводный период эксплуатации. После того, как тот или иной пропласток будет выработан и обводнится, его выключат из

эксплуатации. В скважине останется еще один работающий пласт и два других, не вскрытых перфорацией, отбор из которых ведется по соседней скважине. Выработка и обводнение и второго работавшего пласта означают не ликвидацию скважины, а переключение ее на эксплуатацию двух других пластов. При этом выработанные пласты цементируются или пакеруются, а другие два перфорируются и эксплуатируются раздельным способом. Аналогичная процедура производится на соседней скважине. Таким образом, скважины как бы меняются местами, и безводный период отбора нефти продолжается еще некоторое время, в течение которого будет отобрана нефть из оставшегося целика между скважинами.

Для раздельного нагнетания воды необходима удвоенная сетка скважин. Связано это с тем, что попеременная закачка воды в две пары пропластков в одной нагнетательной скважине нежелательна из-за сильного охлаждающего действия больших масс воды. Действительно, необходимость в подобном переключении возникнет лишь через несколько лет после того, как будет выработана одна пара пропластков на всем протяжении от нагнетательной до эксплуатационной скважины. За это время другая пара успеет охладиться прошедшей водой. Нефть в них частично потеряет подвижность и нефтеотдача этих пластов будет низкой.

Для повышения эффективности выработки необходимо чтобы ФНВ двигался одновременно по всем нефтенасыщенным пропласткам примерно с одинаковой скоростью.

В нагнетательных скважинах переключение закачки от одних пластов в другие может производиться только в виде исключения при освоении скважин и начальном этапе их работы, то есть тогда, когда это мероприятие позволит улучшить условия формирования и продвижения ФНВ в пластах.

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 по мере наличия в потоке газовой фазы.

Сильно развитая поверхность газовых пузырьков является основным местом, где происходит выкристаллизовывание твердых частичек. Это явление обусловлено особенностью выхода части 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.

II 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*

ние, разгазированию нефти и наличию забойной воронки депрессии, происходит повышение давления по всей длине лифтовой колонны. За счет обжата смоло – парафиновой массы увеличивается потенциальная энергия заключенного в отлося слоя отложений.

2. Всплывающие газовые пузырьки образуют в верхней части ниях газа. Одновременно нарушается квазикристаллическая структура имеющегосяподъемника 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:

$$\Delta Q \approx \pi (R_2^2 - R_1^2) (P_{\pi} - P_{заб})$$

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/сек) 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.

III. 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:

$$H(P_n) > H(T_n)$$

где H - расстояние от устья скважины.

Для Ромашкинского месторождения, на котором, $P_n \approx 8 \pm 5 \text{ атм}$, $T_n = 2 \pm 2^\circ \text{C}$, это условие, как правило, выполняется для скважин с буферным давлением $P_b < 4 \text{ атм}$. и забойной температурой $T_{заб} > 3^\circ \text{C}$.

2. Перепад давления в стволе скважины должен быть достаточно высоким. В качестве ориентировочного критерия можно использовать соотношение:

$$\frac{P_6 + (P_n - P_{заб})}{P_p} > 0$$

(2)

где $P_{тр}$ — давление в линии и трапе после иштуцера. (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 IV, 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.

IV. 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 задвиж

ки. 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 штуцера 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 III 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, 7, сделать 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 удается 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.

VI. КОНКРЕТНЫЙ ПРИМЕР ПОДБОРА ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИНЫ

Детальное изучение механизма очистки импульсным методом и его испытание 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 $Q = 45$ м/с обуславливало $P_{заб} = 129$ атм. и $P_б = 8,3$ атм. $T_{заб} = 33$ °C, $T_y = 13,5$ °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 $T_n = 24$ °C расположена всего на глубине $H(T_n) = 780$ м от устья скважины.

Из этих данных следует, что первое условие успешного применения импульсного 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 ($P_{\text{тр}} \approx 0,2 \text{ ати}$), легко удовлетворяется и второе условие:

$$\frac{P_{\text{б}} + (P_{\text{н}} - P_{\text{заб}})}{P_{\text{н}}} = \frac{8,3 + (149 - 129)}{0,2} \approx 140 > 0$$

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:

$$\Delta Q \approx \rho(R_1^3 - R_2^3)(P_{\text{н}} - P_{\text{заб}}) \approx 3,14 (7,5^3 - 3,3^3)(149 - 129) \approx 2650 \text{ т}$$

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 ($140 \gg 20$), 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 очищаться только импульсным методом, лифтовые трубы были подняты для осмотра. Оказалось, что не только на их внутренней поверхности, но и в муфтовых соединениях не было даже следов парафина.

Литература

1. Н. Н. Непримеров, А. Г. Шарагин. Исследование скважин и разработка превентивных методов борьбы с парафином. Уч. зап КГУ, т. 117, кн. 3, 1957 г.
2. Н. Н. Непримеров, Экспериментальное исследование некоторых особенностей добычи парафинистой нефти. Изд-во КГУ, 1958 г.