

В.С.БОЙКО

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Допущено Государственным комитетом СССР
по народному образованию в качестве учебника
для студентов вузов, обучающихся по специальности
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»*



МОСКВА "НЕДРА" 1990

ББК 33.36

Б 72

УДК 622.276.632.32 (075.8)

Рецензенты: кафедра эксплуатации нефтяных месторождений Уфимского нефтяного института и канд. техн. наук *Б. Т. Башиев*

Б $\frac{2503010400-107}{043(01)-90}$ 290—90

ISBN 5—247—01546—0

© В. С. Бойко, 1990

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Производственный процесс разработки и эксплуатации нефтяных месторождений — это совокупность всех действий людей и орудий производства, необходимых для извлечения нефти из недр на поверхность и получения товарной продукции.

§ 1.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПАРАМЕТРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ПРОЦЕССЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Строение и свойства пластов, условия залегания и свойства флюидов (нефти, газа, воды), физико-гидродинамические основы извлечения нефти обстоятельно изучены в предшествующих дисциплинах (геологии, промышленной геологии, физике пласта, подземной гидрогазодинамике).

Обобщим представления о параметрах нефтяных месторождений с технико-технологических и экономических позиций процессов добычи нефти из недр на поверхность Земли. Эти параметры условно можно подразделить на три группы: горно-геологические, экономико-географические и социально-экономические.

Горно-геологические параметры

Среди горно-геологических параметров основными являются: 1) геометрия месторождения (форма, площадь и высота месторождения, расчлененность на отдельные залежи и продуктивные пласты, глубина залегания); 2) свойства коллекторов (емкостные — пористость, нефтенасыщенность; фильтрационные — проницаемость; литологические — гранулометрический состав, удельная поверхность, карбонатность; физические — механические, теплофизические и др.); 3) физико-химические свойства флюидов; 4) энергетическая характеристика месторождения; 5) величина и плотность запасов нефти.

Залежью называется естественное локальное единичное скопление нефти в одном или нескольких соощающихся между собой пластах-коллекторах, т. е. в горных породах, способных вмещать в себе и отдавать при разработке нефть. *Месторождение* — это совокупность единичных залежей нефти, приурочен-

ных к одной или нескольким естественным ловушкам, расположенным на одной локальной площади. Месторождение может быть одно- или многопластовым. В среднем на одно месторождение приходится около трех залежей. Толщина продуктивных пластов изменяется от нескольких метров до десятков, а иногда и сотен метров. Размеры месторождений в среднем составляют: длина 5—10 км, ширина 2—3 км, высота (этаж нефтегазоносности) 50—70 м.

Различают одно- и двухфазные залежи, среди которых обычно выделяют: газовые; газоконденсатные; нефтяные с различным содержанием растворенного газа (обычно менее 200—250 м³/т, а иногда для залежей переходного состояния и более); нефтегазовые при различном соотношении запасов нефти (в нефтяной оторочке) и газа или газоконденсата (в газовой шапке). Из общего числа открытых на территории СССР залежей нефти и газа нефтяные залежи составляют около 61 %, нефтегазовые — 12 %, газовые и газоконденсатные — 27 %.

В 60—70-х годах советскими геологами выявлена глубинная (вертикальная) зональность размещения залежей нефти и газа в толще осадочных пород, определяющаяся термобарическими и термokatалитическими условиями. В соответствии с ней выделены следующие зоны: 1) зона залежей преимущественно чистого газа, а также нефти, часто тяжелой (до 1350—1500 м, иногда до 1900 м); 2) зона залежей в основном легкой нефти и иногда конденсатного газа (до 4000—4500 м, иногда 6000 м); 3) зона залежей преимущественно конденсатного газа и изредка весьма легкой нефти (до 5000—6000 м, иногда глубже); 4) зона залежей сухого (метанового) газа (по-видимому, до подошвы осадочной толщи). Термобарические условия в нефтяных залежах и свойства нефтей характеризуются данными табл. 1.1.

Размер и многопластовость месторождений с емкостными свойствами коллекторов определяют в целом величину и плотность запасов нефти, а в сочетании с глубиной залегания обуславливают выбор системы разработки и способов добычи нефти.

Высокой эффективностью характеризуется добыча нефти из многопластовых месторождений с большими запасами, сосредоточенными на относительно небольших площадях с отдельными богатыми залежами, т. е. с большой плотностью запасов. По величине извлекаемых запасов (млн. т.) залежи нефти условно в последнее время подразделяют на мелкие (менее 10), средние (10—30), крупные (30—300) и уникальные (более 300). Крупным и уникальным месторождениям принадлежит ведущая роль в мировом балансе запасов.

С увеличением глубины залегания месторождения возрастают затраты на строительство и оборудование скважин, осложняются условия подъема нефти с глубины на поверхность и т. д.

Таблица 1.1. Характеристика пластовых нефтей СССР
(по Г. Ф. Требину и др.)

Параметры	Условная «средняя» пластовая нефть	Для 20% залежей	Для 50% залежей
Пластовое давление, МПа	15	12,5—16,2	9—21
Пластовая температура, К	298	295—302	292—317
Давление насыщения, МПа	9,5	8,6—11	6—12,2
Газосодержание, м ³ /м ³	35	20—40	10—55
Коэффициент растворимости газа в нефти, м ³ /(м ³ ·МПа)	5	4,2—5,7	3,3—6,7
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	850	800—860	750—890
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	2,2	1,7—3,2	1,2—4,8

В настоящее время глубокими называют скважины с глубиной от 4500 до 7500 м, сверхглубокими — от 7500 до 15 000 м.

Свойства коллекторов и флюидов обуславливают систему разработки, дебиты скважин, полноту извлечения нефти из недр, процессы добычи нефти и др. На технику добычи нефти существенно влияют поступление песка из пласта в ствол скважины, выпадение из нефти и отложение парафина, отложение минеральных солей, корродирующие свойства флюидов и др. Проницаемость в комплексе с толщиной пласта и вязкостью нефти определяет дебит скважин. По начальному значению дебита (т/сут) различают низко- (до 7), средне- (от 7 до 25), высоко- (от 25 до 200) и сверхвысокодебитные (более 200) нефтяные залежи.

Экономико-географические параметры

Экономико-географические и социально-экономические параметры имеют основное значение при решении вопросов размещения и развития новых нефтедобывающих районов. Под экономико-географическими параметрами понимают территориальное расположение месторождения, которое характеризуется удаленностью площади месторождения от экономически развитых районов; климатом, рельефом местности, характером почвы и растительности, сейсмичностью района; ресурсами местных строительных материалов, воды, электроэнергии; экономической освоенностью района.

Экономическая освоенность — это обжитость территории в хозяйственном отношении (наличие промышленных предприятий, запасов других полезных ископаемых, продуктов питания и т. п.), плотность населения, наличие трудовых ресурсов (свободной рабочей силы), транспортных магистралей, систем энерго-

снабжения. Предпочтение отдают месторождениям в освоенных промышленных районах. Поскольку нефтяная промышленность — очень капиталоемкая отрасль, то такие месторождения могут быть освоены при меньших капиталовложениях без переселения и бытоустройства больших контингентов людей.

Важную роль в организации и выборе технологии добычи играют рельеф местности, сейсмичность, заболоченность или засушливость территории, климатические условия, глубина вод при расположении месторождений под дном моря или океана. Например, средняя заболоченность в центре и на севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции составляет более 50 %, а в отдельных районах доходит до 70—80 %. 63 % территории Самотлорского месторождения покрыто болотами и еще 12 % — озерами глубиной до 6 м, а в паводковый период она затопляется. Вечная мерзлота охватывает около половины перспективных территорий Западной Сибири. Территории Средней Азии, Кавказа, Карпат, Крыма относятся к сейсмически активным районам. На территории СССР имеются все климатические зоны со средними температурами от -50°C в январе до $+32^{\circ}\text{C}$ в июле. Такие условия существенно влияют на деятельность человека, процессы добычи и транспорта нефти. Для работы в таких осложненных условиях необходимы особые техника, оборудование для добычи нефти, технические средства по комплексной автоматизации нефтяных промыслов.

Социально-экономические параметры

Социально-экономические параметры связаны с социальным и экономическим развитием общества и в основном устанавливаются народнохозяйственными планами, а также решениями и постановлениями директивных органов. Эти параметры включают в себя товарные качества нефти, газа и других сопутствующих компонентов; народнохозяйственное и оборонное значение месторождения; социально-историческую характеристику периода разработки — обеспеченность запасами нефти на данной территории и в целом по стране; научно-технический прогресс в развитии технологии и техники добычи нефти, ее переработки и использования; политику государства по созданию новых промышленных центров-комплексов, по развитию международного сотрудничества и разделению труда.

Товарные качества нефти (фракционный и групповой составы, содержание серы и масел, теплота сгорания) могут определить выбор технологии и ежегодные объемы добычи нефти, придать месторождению народно-хозяйственное и оборонное значения. От обеспеченности (отношения суммы остаточных извлекаемых запасов к годовой добыче) зависят допустимый уровень затрат при добыче нефти (предельная себестоимость, рен-

табельный дебит скважин), перспективные планы развития смежных отраслей, изменения структуры топливно-энергетического баланса страны, направления научно-технического прогресса в развитии технологии разработки нефтяных месторождений и техники добычи нефти, политика государства внутри страны и на мировом нефтяном рынке. В целом эти параметры выражаются в виде технического задания на проектирование разработки конкретного нефтяного месторождения.

Такое сочетание всех параметров месторождения, которое в социалистическом обществе обуславливает народно-хозяйственную эффективность процессов добычи нефти, называют промышленной ценностью месторождения. Она определяет очередность и время вовлечения в разработку каждого нового месторождения для обеспечения абсолютного суммарного роста и компенсации естественного снижения объемов добычи из конкретных месторождений. Промышленная ценность характеризуется предельными значениями параметров месторождения, т. е. их кондициями. Кондиции — категория временная. Они изменяются в зависимости от технико-экономического уровня развития нефтяной промышленности, спроса на нефть.

Таким образом, параметры месторождения определяют процессы добычи нефти; задача технологов состоит в совершенствовании и увеличении общей технико-экономической эффективности этих процессов с учетом конкретных природных условий и с безусловным соблюдением установленных норм по охране недр и окружающей среды.

§ 1.2. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЗАЛЕЖИ

Режимом работы залежи называется проявление преобладающего вида пластовой энергии в процессе разработки.

Источники и характеристики пластовой энергии

Энергия — это физическая величина, определяющая способность тел совершать работу. Работа, применительно к нефтедобыче, представляется как разность энергий или освободившаяся энергия, необходимая для перемещения нефти в пласте и дальше на поверхность. Различаем естественную и в случае ввода извне, с поверхности искусственную пластовые энергии. Они выражаются в виде потенциальной энергии как энергии положения и энергии упругой деформации.

Потенциальная энергия положения

$$E_{\text{п}} = Mgh_{\text{ст}}, \quad (1.1)$$

где M — масса тела (пластовой или закачиваемой с поверхности воды, нефти, свободного газа); g — ускорение свободного

падения; $h_{\text{ст}}$ — высота, на которую поднято тело по сравнению с произвольно выбранной плоскостью начала отсчета (для жидких тел это гидростатический напор).

Поскольку масса тела $M = V\rho$, $\rho gh_{\text{ст}} = p$, то энергия положения равна произведению объема тела V на создаваемое давление p :

$$E_n = V\rho gh_{\text{ст}} = Vp, \quad (1.2)$$

где ρ — плотность тела. То есть, чем больше масса тела и высота его положения (напор) или объем тела и создаваемое им давление, тем больше потенциальная энергия положения.

Потенциальная энергия упругой деформации

$$E_d = P\Delta l, \quad (1.3)$$

где $P = pF$ — сила, равная произведению давления p на площадь F ; Δl — линейная деформация (расширение).

Так как приращение объема $\Delta V = F\Delta l$, то

$$E_d = p\Delta V. \quad (1.4)$$

Приращение объема ΔV при упругой деформации можно представить, исходя из закона Гука, через объемный коэффициент упругости среды

$$\beta = \frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta p}, \quad (1.5)$$

то

$$E_d = \beta V p \Delta p. \quad (1.6)$$

Следовательно, чем больше упругость и объем V среды (воды, нефти, газа, породы), давление p и возможное снижение давления Δp , тем больше потенциальная энергия упругой деформации. Количество пластовой воды и свободного газа определяется соответственно размерами водоносной области и газовой шапки, а количество растворенного в нефти газа — объемом нефти V_n и давлением p_n насыщения нефти газом (по закону Генри) или газосодержанием (газонасыщенностью) пластовой нефти Γ_0 (объемное количество растворенного газа, измеренного в стандартных условиях, которое содержится в единице объема пластовой нефти):

$$V_g = \alpha_p p_n V_n = \Gamma_0 V_n, \quad (1.7)$$

где α_p — коэффициент растворимости газа в нефти.

Отсюда следует, что основными источниками пластовой энергии служат:

энергия напора (положения) пластовой воды (контурной, подошвенной);

энергия расширения свободного газа (газа газовой шапки);
энергия расширения растворенного в нефти газа;
энергия упругости (упругой деформации) жидкости (воды, нефти) и породы;

энергия напора (положения) нефти.

Энергии этих видов могут проявляться в залежи совместно, а энергия упругости нефти, воды, породы наблюдается всегда. В нефтегазовых залежах в присводовой части активную роль играет энергия газовой шапки, а в приконтурных зонах — энергия напора или упругости пластовой воды. В зависимости от темпа отбора нефти добывающие скважины, расположенные вблизи внешнего контура нефтеносности, могут создавать такой экранирующий эффект, при котором в центре залежи действует в основном энергия расширения растворенного газа, а на периферии — энергия напора или упругости пластовой воды и т. д. Эффективность расходования пластовой энергии, т. е. количество получаемой нефти на единицу уменьшения ее величины, зависит от вида и начальных запасов энергии, способов и темпа отбора нефти.

На основании изложенного можно сказать, что значение пластовой энергии зависит от давления, упругости жидкости (нефти, воды) и породы, газосодержания, объемов воды и газа, связанных с нефтяной залежью. Искусственная энергия вводится в пласт при закачке в нагнетательные скважины воды, газа, пара и различных растворов.

Пластовая энергия расходуется на преодоление разного рода сил сопротивления, гравитационных, капиллярных сил при перемещении нефти и проявляется в процессе снижения давления, создания депрессии на пласт-коллектор Δp (разности между пластовым $p_{пл}$ и забойным p_z давлениями).

По преобладающему виду энергии различают следующие режимы работы нефтяных залежей: водонапорный; упругий; растворенного газа; газонапорный; гравитационный; смешанные. Такое деление на режимы в «чистом виде» весьма условно. При реальной разработке месторождений в основном отмечают смешанные режимы.

Упругий режим

Условие упругого режима — превышение пластового давления, точнее давления во всех точках пласта, над давлением насыщения нефти газом p_n . При этом забойное давление p_z не ниже p_n , нефть находится в однофазном состоянии. Созданное в добывающей скважине возмущение давления (депрессия) распространяется с течением времени в глубь пласта (наблюдается первая фаза упругого режима). Вокруг скважины образуется увеличивающаяся депрессионная воронка. Приток нефти проис-

ходит за счет энергии упругости жидкости (нефти), связанной воды и породы — энергии их упругого расширения. При снижении давления увеличивается объем нефти и связанной воды и уменьшается объем пор; соответствующий объем нефти поступает в скважины. Затем депрессионные воронки отдельных скважин, расширяясь, сливаются, образуется общая депрессионная воронка, которая по мере отбора нефти распространяется до границ залегания залежи.

Если залежь литологически или тектонически ограничена (замкнута), то в дальнейшем наступает вторая фаза упругого режима, в течение которой на контуре ограничения пласта, совпадающим с контуром нефтеносности, давление уменьшается во времени; уменьшается также давление в залежи. Упругий режим может быть продолжительным при значительном недонасыщении нефти газом. В противном случае этот режим быстро может перейти в другой вид. В объеме всего пласта упругий запас нефти составляет обычно малую долю (приблизительно 5—10 %) по отношению к общему запасу, однако он может выражать довольно большое количество нефти в массовых единицах. В случае ограниченности залежи во второй фазе проявляется разновидность упругого режима — *замкнуто-упругий режим*.

Если залежь не ограничена, то общая депрессионная воронка будет распространяться в законтурную водоносную область, значительную по размерам и гидродинамически связанную с залежью. Упругий режим будет переходить во вторую разновидность — *упруговодонапорный режим*. Упруговодонапорный режим обусловлен проявлением энергии упругого расширения нефти, связанной воды, воды в водоносной области, пород пласта в нефтяной залежи и в водоносной области и энергии напора краевых вод в водоносной области.

Для замкнуто-упругого и упруговодонапорного режимов характерно значительное снижение давления в начальный период постоянного отбора нефти (или снижение текущего отбора при постоянном давлении p_3). При упруговодонапорном режиме темп дальнейшего снижения давления (текущего отбора) замедляется. Это связано с тем, что зона возмущения охватывает увеличивающиеся во времени объемы водоносной области и для обеспечения одного и того же отбора нефти требуется уже меньшее снижение давления. Если внешняя граница водоносной области находится выше (на более высокой гипсометрической отметке), чем забой скважины, то кроме энергии упругости действует потенциальная энергия напора (положения) контурной воды.

Водонапорный режим

С момента начала распространения депрессионной воронки за пределы водонефтяного контакта (ВНК) в законтурную водоносную область вода внедряется в нефтяную зону и вытесняет нефть к забоям добывающих скважин. Когда наступает равновесие (баланс) между отбором из залежи жидкости и поступлением в пласт краевых или подошвенных вод при пластовых термодинамических условиях, проявляет себя водонапорный режим, который еще называют жестким водонапорным вследствие равенства количеств отобранной жидкости (нефти, воды) и вторгшейся в залежь воды. Существование его связывают с наличием контура питания и с закачкой в пласт необходимых объемов воды для выполнения этого условия. В естественных условиях такой режим в чистом виде не встречается, однако его выделение способствует успешному и достаточно надежному проектированию процесса извлечения нефти. Нарушение равновесия между отбором жидкости и поступлением воды приводит к тому, что начинают играть роль энергии других видов: при увеличении поступления воды — энергия упругости; при уменьшении поступления воды (увеличении отбора) и снижении давления ниже давления насыщения — энергия расширения растворенного газа. При водонапорном режиме нефть в пласте находится в однофазном состоянии; выделения газа в пласте не происходит, как и при упругом режиме.

Режим растворенного газа

Режим растворенного газа обусловлен проявлением энергии расширения растворенного в нефти газа при снижении давления ниже давления насыщения. Снижение давления ниже значения p_n сопровождается выделением из нефти ранее растворенного в ней газа. Пузырьки этого газа, расширяясь, продвигают нефть и сами перемещаются по пласту к забоям скважин. Часть пузырьков газа сегрегирует (всплывает), накапливаясь в своде структуры и образуя газовую шапку. Режим растворенного газа в чистом виде может проявиться в пласте, содержащем нефть, полностью насыщенную газом (начальное давление $p_{пл} = p_n$). Этот режим протекает в две фазы. В течение первой фазы депрессионная воронка каждой скважины расширяется до слияния с воронками других скважин или до естественной границы пласта (контура нефтеносности). Во второй фазе происходит общее снижение давления в залежи и на линиях слияния депрессионных воронок или на границе пласта. Для него характерны высокий темп снижения пластового давления (отборов нефти) и непрерывное изменение газового фактора (отношение расхода добываемого газа, приведенного к стандартным усло-

виям, к расходу дегазированной нефти): вначале увеличение до максимального значения, затем уменьшение. Если залежь характеризуется некоторым превышением начального давления $p_{пл}$ над давлением p_n , то в начальный период при снижении давления до значения p_n она работает за счет энергии упругости либо за счет энергий упругости и напора вод. Если $p_z < p_n$, то энергия расширения газа сочетается с этими энергиями.

Газонапорный режим

Газонапорный режим (режим газовой шапки) связан с преимущественным проявлением энергии расширения сжатого свободного газа газовой шапки. Под *газовой шапкой* понимают скопление свободного газа над нефтяной залежью, тогда саму залежь называют нефтегазовой (или нефтегазоконденсатной). В зависимости от состояния давления в газовой шапке различают газонапорный режим двух видов: *упругий* и *жесткий*.

При упругом газонапорном режиме в результате некоторого снижения давления на газонефтяном контакте (ГНК) вследствие отбора нефти начинается расширение объема свободного газа газовой шапки и вытеснение им нефти. По мере отбора нефти из залежи давление газа уменьшается.

Жесткий газонапорный режим отличается от упругого тем, что давление в газовой шапке в процессе отбора нефти остается постоянным. Такой режим в чистом виде возможен только при непрерывной закачке в газовую шапку достаточного количества газа или же в случае значительного превышения запасов газа над запасами нефти (в объемных единицах при пластовых условиях), когда давление в газовой шапке уменьшается незначительно по мере отбора нефти.

В условиях проявления газонапорного режима начальное давление $p_{пл}$ (на уровне ГНК) равно давлению p_n . Поэтому при создании депрессии давления происходит выделение растворенного газа и нефть движется по пласту за счет энергии его расширения. Часть газа сегрегирует в повышенные зоны и пополняет газовую шапку. Это способствует замедлению темпов снижения пластового давления, а также обуславливает малое значение газового фактора для скважин, удаленных от ГНК. Скважины, расположенные вблизи ГНК, характеризуются очень высоким значением газового фактора вследствие прорывов газа.

Гравитационный режим

Гравитационный режим начинает проявляться тогда, когда действует только потенциальная энергия напора нефти (гравитационные силы), а остальные энергии истощились. Выделяют такие его разновидности:

1) гравитационный режим с перемещающимся контуром нефтеносности (напорно-гравитационный), при котором нефть под действием собственного веса перемещается вниз по падению крутозалегающего пласта и заполняет его пониженные части; дебиты скважин небольшие и постоянные;

2) гравитационный режим с неподвижным контуром нефтеносности (со свободной поверхностью), при котором уровень нефти находится ниже кровли горизонтально залегающего пласта; дебиты скважин меньше дебитов при напорно-гравитационном режиме и со временем медленно уменьшаются.

Смешанные режимы

Режим, при котором возможно одновременное проявление энергий растворенного газа, упругости и напора воды, называют смешанным. Его рассматривают зачастую как вытеснение газированной нефти (смеси нефти и свободного газа) водой при снижении p_z ниже p_n . Давление на контуре нефтеносности может равняться p_n или быть выше его. Такой режим протекает в несколько фаз: сначала проявляется энергия упругости нефти и породы, затем подключается энергия расширения растворенного газа и дальше — энергия упругости и напора водонапорной области. К такому сложному режиму относят также сочетание газо- и водонапорного режимов (газоводонапорный режим), которое иногда наблюдается в нефтегазовых залежах с водонапорной областью. Особенность такого режима — двухстороннее течение жидкости: на залежь нефти одновременно наступает ВНК и ГНК, нефтяная залежь потокоразделяющей поверхностью (плоскостью; на карте линией) условно делится на зону, разрабатываемую при газонапорном режиме, и зону, разрабатываемую при водонапорном режиме.

Обобщение и реализация режимов

Режимам работы нефтяных залежей дают также дополнительные характеристики. Различают *режимы с перемещающимися и неподвижными контурами нефтеносности*. К первым относят водонапорный, газонапорный, напорно-гравитационный и смешанный режимы, а ко вторым — упругий, режим растворенного газа и гравитационный со свободной поверхностью нефти. Водно-, газонапорный и смешанный режимы называют *режимами вытеснения* (напорными режимами), а остальные — *режимами истощения* (истощения пластовой энергии).

Названные выше режимы рассмотрены в плане их естественного проявления (*естественные режимы*). Природные условия залежи лишь способствуют развитию определенного режима работы. Конкретный режим можно установить, поддержать или

заменить другим путем изменения типов отбора и суммарного отбора жидкости, ввода дополнительной энергии в залежь и т. д. Например, поступление воды от отбора жидкости, что сопровождается дальнейшим снижением давления в залежи. При вводе дополнительной энергии создаваемые режимы работы залежи называют *искусственными* (водо- и газонапорный).

На основании изучения опыта разработки залежей страны М. М. Иванова установила, что естественный водонапорный или активный упруговодонапорный режим характерен для многих залежей в Куйбышевской, Саратовской и Волгоградской областях, Чечено-Ингушетии, Ставропольском крае, Восточной Украине, Туркмении. Преимущественно водонапорный режим свойствен и некоторым залежам Азербайджана, Эмбинского района, Узбекистана, Таджикистана. Искусственный водонапорный режим в разных масштабах применяют практически во всех нефтегазодобывающих районах страны в основном в начале разработки залежей, а после отбора значительной части запасов — главным образом на месторождениях южных районов СССР (Азербайджан, Средняя Азия, Северный Кавказ). В Татарии, Башкирии, Пермской и Оренбургской областях, Западной Сибири, Коми АССР, Сахалинской области, Западном Казахстане, Белоруссии залежей, разрабатываемых при естественном водонапорном режиме, почти нет. При малоэффективных естественных режимах (газонапорном, растворенного газа, гравитационном) в настоящее время разрабатываются некоторые залежи в южных районах страны, в Башкирии (в Предуральском прогибе), на Сахалине, в Коми АССР. Для этих залежей искусственный водонапорный режим не мог быть применен в связи с весьма малой проницаемостью коллекторов или высокой вязкостью нефти.

§ 1.3. НЕФТЕОТДАЧА ПЛАСТОВ

Один из показателей эффективности режима работы залежей и в целом процесса ее разработки — *нефтеотдача* (степень полноты извлечения нефти). Ее характеризуют коэффициентом нефтеотдачи (вводится термин коэффициент нефтеизвлечения), причем различают конечный, текущий и проектный коэффициенты нефтеотдачи.

Под *текущим коэффициентом нефтеотдачи* (текущей нефтеотдачей) понимается отношение добытого из пласта количества нефти на определенную дату к балансовым (геологическим) ее запасам. Текущая нефтеотдача возрастает во времени по мере извлечения из пласта нефти. *Конечный коэффициент нефтеотдачи* — это отношение извлеченных запасов нефти (добытого количества нефти за весь срок разработки) к балансовым запам-

сам. *Проектный коэффициент нефтеотдачи* отличается от конечного (фактического) тем, что он обосновывается и планируется при подсчете запасов нефти и проектировании разработки.

На основании экспериментальных и статистических промышленных данных считают, что конечные коэффициенты нефтеотдачи в зависимости от режимов работы залежей могут принимать такие значения:

водонапорный режим	0,5—0,8
газонапорный режим	0,1—0,4
режим растворенного газа	0,05—0,3
гравитационный режим	0,1—0,2

Так как напорные режимы характеризуются высокими конечными коэффициентами нефтеотдачи, а также высокими темпами отбора нефти, то часто с самого начала разработки целесообразно изменить естественный режим и принудительно создать в залежи водонапорный или менее эффективный газонапорный режим. Упругий режим всегда переходит в другой режим. При вытеснении газированной нефти водой нефтеотдача может повышаться за счет того, что часть нефти замещается неподвижным газом.

При напорных режимах, учитывая физическую сторону процесса вытеснения нефти и реальное движение жидкости к системе скважин, *коэффициент нефтеотдачи* (нефтеизвлечения) η представляют (по предложению А. П. Крылова) как произведение коэффициентов вытеснения нефти из пласта η_v и охвата пласта разработкой η_o :

$$\eta = \eta_v \eta_o. \quad (1.8)$$

Под *коэффициентом вытеснения* η_v понимают отношение объема нефти, вытесненной из области пласта, занятой рабочим агентом (водой, газом), к начальному содержанию нефти в этой же области. Как известно из физики пласта, коэффициент вытеснения зависит в основном от кратности промывки (отношения объема прокачанного рабочего агента к объему пор), отношения вязкости нефти к вязкости рабочего агента, коэффициента проницаемости, распределения размера пор и характера смачиваемости пород пласта. В гидрофильных высокопроницаемых пористых средах при малой вязкости нефти, по данным М. Л. Сургучева, коэффициент вытеснения нефти водой может достигать 0,8—0,9. В слабопроницаемых частично гидрофобных средах при повышенной вязкости нефти он составляет 0,5—0,65, а в гидрофобных пластах — не более 0,25—0,4. Вместе с тем, при смешивающемся вытеснении нефти газом высокого давления, углекислым газом и мицеллярным раствором, т. е. при устранении существенного влияния капиллярных сил, коэффициент вытеснения достигает 0,95—0,98.

Под коэффициентом охвата η_o понимается отношение объема породы, охваченной вытеснением, ко всему объему нефтесодержащей породы. Он характеризует потери нефти по толщине и площади пласта в зонах стягивающих рядов добывающих скважин, разрезающих рядов нагнетательных скважин, в неохваченных дренированием и заводнением зонах в слабопроницаемых включениях, слоях, линзах, пропластках и застойных зонах, которые контактируют непосредственно с обводненными слоями и зонами или отделены от них непроницаемыми линзами и слоями. В сильно расчлененных пластах остаточная нефтенасыщенность, которая может достигать 20—80 %, существенно зависит от размещения скважин, условий вскрытия пластов в них, воздействия на обособленные линзы и пропластки, соотношения вязкостей нефти и воды и др.

В целом нефтеотдача зависит от многих факторов, пути управления которыми в настоящее время известны или изучаются, ибо большая доля запасов нефти все же остается в пласте. Увеличение коэффициента нефтеотдачи — актуальная и важная народнохозяйственная задача, на решение которой направлены усилия нефтяников.

§ 1.4. СТРУКТУРНАЯ СХЕМА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В настоящее время в СССР около 90 % ежегодно добываемой нефти извлекают из месторождений, где нефть вытесняется водой. Поэтому в качестве основной рассмотрим структурную схему производственного процесса разработки и эксплуатации месторождений с заводнением (рис. 1.1).

Природный источник сырья (нефти, газа) — нефтяная залежь (НЗ). Доступ в залежь обеспечивается посредством множества скважин. По назначению выделяют такие скважины: 1) *добывающие*, (ДС), имеющие фонтанное, насосное или газлифтное оборудование и предназначенные для добывания нефти, нефтяного газа и попутной воды; 2) *нагнетательные* (НС), имеющие оборудование для централизованного или индивидуального обслуживания и предназначенные для нагнетания в пласт воды, пара, газа или различных растворов; 3) *специальные* для выполнения особых работ и исследований.

В настоящее время используют три основных способа добычи нефти: *фонтанный, газлифтный и насосный*.

При фонтанном способе жидкость и газ поднимаются по стволу скважины от забоя на поверхность только под действием пластовой энергии, которой обладает нефтяной пласт. Поэтому фонтанный способ наиболее экономичный и обычно как естественный способ характерен для вновь открытых, энергетически

Добываемую нефть — нефть, извлекаемую из нефтяной залежи и содержащую в различных соотношениях нефтяной газ, попутную воду, соли и механические примеси (ОСТ 39.037—76) — собирают из каждой добывающей скважины по системе промысловых нефтетрубопроводов. Из добывающих скважин добываемая нефть по промысловым нефтетрубопроводам (ПНТП) поступает на групповые замерные газосепарационные установки (ГЗСУ). При большом количестве отсепарированный газ подается под собственным давлением через дожимную компрессорную станцию (ДКС) дальним потребителям — газотранспортному предприятию (ГТП) или на газоперерабатывающий завод (ГПЗ), либо на собственные нужды нефтегазодобывающего предприятия. Обычно после замерных установок газ сме-

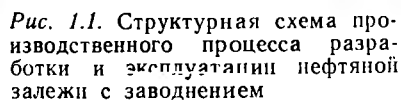


Таблица 1.2. Характеристика товарных кондиций нефти

Показатели	Норма для группы нефти			Метод испытания
	I	II	III	
Содержание воды, %, не более	0,5	1	1	ГОСТ 2477—65
Содержание хлористых солей, мг/л, не более	100	300	1800	ГОСТ 21534—76
Содержание механических примесей, %, не более	0,05	0,05	0,05	ГОСТ 6370—83 Отбор проб по ГОСТ 2517—85. Для контрольной пробы берут 1,5 л нефти
Давление насыщенных паров при температуре нефти в пункте сдачи, Па, не более	66 650	66 650	66 650	ГОСТ 1756—52

шивают с жидкостью и подают дальше на установку комплексной подготовки нефти (УКПН).

При значительной площади месторождения используют блочные дожимные насосные станции (БДНС) для перекачки добываемой нефти. На этих станциях при большой обводненности продукции осуществляют предварительное отделение (сброс) попутной воды, которую по отдельному трубопроводу подают сразу на установку комплексной подготовки воды (УКПВ).

В установках комплексной подготовки нефти от нефти отделяют нефтяной газ и попутную воду, доводят нефть до товарных кондиций, т. е. осуществляют глубокое обезвоживание продукции, удаление солей (обессоливание) и стабилизацию нефти (отделение испаряющихся компонентов при давлении, меньшем атмосферного).

Товарную нефть сдают нефтетранспортным предприятиям (НТП) для передачи на нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ). В соответствии с ГОСТ «Нефть. Степень подготовки для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия» выделяют три группы нефти по степени подготовки и предусматривают соответствующие товарные кондиции (табл. 1.2).

Нефтяной газ подается под собственным давлением на ГПЗ, где осуществляется его подготовка перед подачей потребителям. На ГПЗ из него выделяют тяжелые углеводородные фракции (процесс отбензинивания), очищают от механических и вредных примесей (углекислого газа, сероводорода, азота и др.) и осушают.

Отделенную от нефти воду подают на УКПВ и вместе с водами других источников из водозабора (ВЗ) с помощью блоч-

ных кустовых насосных станций (БКНС) закачивают по системе промысловых водотрубопроводов (ПВТП) в нагнетательные скважины (НС) и дальше в залежь для вытеснения нефти.

В зависимости от конкретных условий месторождения отдельные элементы рассмотренной структурной схемы могут отсутствовать или изменяться. Например, при естественном водонапорном режиме попутную воду очищают и закачивают в глубинные пласты для захоронения с целью охраны окружающей среды. Для повышения нефтеотдачи в закачиваемую воду могут добавлять различные вещества (полимеры, поверхностно-активные вещества и т. п.). С этой целью в схему дополнительно вводят дозаторные и другие установки. При создании искусственного газонапорного режима вместо воды в залежь закачивают газ. Процесс аналогичный, только дополнительно в схему включают установки подготовки и закачки газа.

На различных стадиях организации и осуществления основного производственного процесса добычи нефти применяются разнообразные технологические процессы. Классификация их может быть разной. В основном принята такая разбивка:

- освоение скважины (компоновка низа и перфорация колонны; вызов притока флюидов из нефтяного пласта; восстановление и увеличение проницаемости призабойной зоны пласта);
- исследование и установление оптимального режима работы скважин;

- подземный ремонт скважин;

- ликвидация осложнений при эксплуатации наземного нефтепромыслового оборудования;

- воздействие на залежь (поддержание пластового давления, повышение нефтеотдачи продуктивных пластов).

В целом весь процесс добычи можно разделить на три части: разработка нефтяного месторождения (осуществление движения флюидов по пласту и управление ими), включающая закачку воды (газа) в залежь;

- подъем флюидов с забоев добывающих скважин на поверхность (технология и техника эксплуатации скважин);

- сбор и подготовка нефти, нефтяного газа и попутной воды.

В такой же последовательности они будут и рассмотрены.

§ 1.5. СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ЗАЛЕЖЕЙ

Под *системой разработки* нефтяных месторождений и залежей понимают форму организации движения нефти в пластах к добывающим скважинам. Систему разработки нефтяных месторождений определяют: порядок ввода эксплуатационных объектов многопластового месторождения в разработку: сетки размещения скважин на объектах, темп и порядок ввода их

в работу; способы регулирования баланса и использования пластовой энергии. Следует различать системы разработки многопластовых месторождений и отдельных залежей (однопластовых месторождений).

Системы разработки многопластовых месторождений. Выделение эксплуатационных объектов

В многопластовом месторождении выделяется несколько продуктивных пластов. Продуктивный пласт может разделяться на пропластки, прослои пород-коллекторов, которые развиты не повсеместно. Надежно изолированный сверху и снизу непроницаемыми породами отдельный пласт, а также несколько пластов, гидродинамически связанных между собой в пределах рассматриваемой площади месторождения или ее части, составляют элементарный объект разработки. Это понятие служит синонимом понятия залежь. *Эксплуатационный объект* (объект разработки) — это элементарный объект или совокупность элементарных объектов, разрабатываемых самостоятельной сеткой скважин при обеспечении контроля и регулирования процесса их эксплуатации. Эксплуатационные объекты выделяют на основе геологического, технологического и экономического анализов в период проектирования разработки. При решении вопросов выделения эксплуатационных объектов рекомендуется учитывать следующее: диапазон нефтегазоносности по разрезу (толщину продуктивного разреза); число продуктивных пластов в разрезе; глубину залегания продуктивных пластов; толщину промежуточных непродуктивных пластов и наличие зон слияния продуктивных пластов; положение водонефтяных контактов по пластам, совпадение залежей в плане; литологическую характеристику продуктивных пластов; коллекторские свойства (особенно проницаемость и эффективную толщину), диапазон их изменения; различие типов залежей по пластам; режимы залежей и возможное их изменение; свойства нефтей в пластовых и поверхностных условиях; запасы нефти по пластам.

Если эти условия не препятствуют совмещению пластов в единый объект, то проводят гидродинамические расчеты по определению технологических показателей с учетом способов регулирования баланса пластовой энергии, контроля и регулирования процесса разработки, а также технических средств добычи нефти. Затем определяют экономическую эффективность различных вариантов сочетания отдельных пластов в эксплуатационные объекты. Научно обоснованное выделение эксплуатационных объектов служит важным рычагом экономии и повышения эффективности разработки.

В зависимости от порядка ввода эксплуатационных объектов в разработку выделяют две группы систем разработки мно-

гопластового нефтяного месторождения: системы одновременной разработки объектов; системы последовательной разработки объектов.

Системы одновременной разработки объектов

Преимущество систем одновременной разработки объектов—это возможность использования запасов всех объектов после их разбуривания. Реализовать эти системы можно по одному из вариантов:

1. *Раздельная разработка*, когда каждый объект эксплуатируется самостоятельной сеткой скважин. Требуется большого числа скважин, что приводит к значительным капитальным вложениям. Может применяться при наличии высокопродуктивных объектов и возможности быстрого их разбуривания. Ее преимущество — обеспечение надежного контроля за процессом разработки и его регулирования.

2. *Совместная разработка*, при которой два или более пластов в виде единого эксплуатационного объекта разрабатываются единой сеткой добывающих и нагнетательных скважин. Возможны ее подварианты: с увеличением числа добывающих скважин на малопродуктивные объекты и с увеличением числа нагнетательных скважин на малопродуктивные объекты. Ее преимущество — обеспечение высоких текущих уровней добычи при заданном числе скважин. Однако в основном наблюдается нерегулируемая разработка пластов, что приводит к ухудшению технико-экономических показателей.

3. *Совместно-раздельная разработка*, при которой добывающие скважины оборудуют установками для одновременно-раздельной эксплуатации, нагнетательные скважины — установками для одновременно-раздельной закачки воды. Она позволяет преодолеть недостатки первых двух вариантов, сохраняя при этом их преимущества.

Системы последовательной разработки объектов

Системы последовательной разработки объектов можно реализовать по следующим основным вариантам.

1. *Разработка сверху вниз*, при которой каждый нижележащий объект эксплуатируется после вышележащего. Она применялась в первый период развития нефтяной промышленности и в настоящее время признана в основном нерациональной, так как задерживает разведку и разработку нижележащих объектов, увеличивает объем бурения и расход металла на обсадные трубы, повышает опасность нарушения правил охраны недр вышележащих объектов при разбуривании нижележащих объектов.

2. *Разработка снизу вверх*, при которой начинают разрабатывать объекты с нижнего, так называемого опорного (базисного) объекта, а затем переходят на возвратные объекты. При наличии многих объектов в качестве базисных также выбирают наиболее изученные и высокопродуктивные объекты с достаточно большими запасами нефти, а в качестве возвратных — остальные объекты. Тогда приступают к разработке базисных объектов, тем самым не задерживают эксплуатацию вышележащих высокопродуктивных объектов с большими запасами.

Следует отметить, что лучшие показатели могут быть достигнуты комбинацией всех перечисленных выше вариантов систем разработки многопластового месторождения.

Системы разработки эксплуатационных объектов (залежей)

Системы разработки залежей классифицируют в зависимости от размещения скважин и вида энергии, используемой для перемещения нефти.

Размещение скважин. Под размещением скважин понимают сетку размещения и расстояния между скважинами (плотность сетки), темп и порядок ввода скважин в работу. Системы разработки подразделяют на следующие: с размещением скважин по равномерной сетке и с размещением скважин по неравномерной сетке (преимущественно рядами).

Системы разработки с размещением скважин по равномерной сетке различают: по форме сетки; по плотности сетки; по темпу ввода скважин в работу; по порядку ввода скважин в работу относительно друг друга и структурных элементов залежи. Сетки по форме бывают квадратными и треугольными (шестиугольными). При треугольной сетке на площади размещается скважин больше на 15,5 %, чем при квадратной в случае одинаковых расстояний между скважинами.

Под *плотностью сетки* скважин подразумевают отношение площади нефтеносности к числу добывающих скважин. Вместе с тем это понятие очень сложное. Исследователи часто вкладывают разное содержание в понятие плотности сетки скважин: принимают только площадь разбуренной части залежи; число скважин ограничивают по разным величинам суммарной добычи нефти из них; включают или не включают нагнетательные скважины в расчет; в процессе разработки месторождения число скважин значительно изменяется, площадь нефтеносности при напорных режимах уменьшается, это по-разному учитывают и т. д. Иногда различают малую, среднюю и большую степени уплотнения скважин. Эти понятия весьма условны и различны для разных нефтепромысловых районов и периодов развития нефтяной промышленности. Проблема оптимальной плотности сетки скважин, обеспечивающей наиболее эффективную разра-

ботку месторождений, была самой острой на всех этапах развития нефтяной промышленности [10]. Раньше плотность сетки скважин изменялась от $10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$ (расстояния между скважинами 100 м) до $(4-9) 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$, а с конца 40-х — начала 50-х годов перешли к сеткам скважин с плотностью $(30-60) 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$. Исходя из теории интерференции и упрощенной схематизации процесса вытеснения нефти водой из однородного пласта, считалось, что при разработке нефтяных месторождений при водонапорном режиме число скважин существенно не влияет на нефтеотдачу.

Практикой разработки и дальнейшими исследованиями установлено, что в реальных неоднородных пластах плотность сетки скважин оказывает существенное влияние на нефтеотдачу. Это влияние тем больше, чем более неоднородны и прерывисты продуктивные пласты, хуже литолого-физические свойства коллекторов, выше вязкость нефти в пластовых условиях, больше нефти первоначально заключено в водонефтяных и подгазовых зонах. Уплотнение сетки скважин в неоднородно-линзовидных пластах существенно увеличивает нефтеотдачу (охват разработкой), особенно при удачном размещении скважин относительно различных линз и экранов. Наибольшее влияние оказывает плотность сетки в диапазоне плотностей сетки более $(25-30) 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$. В диапазоне плотностей сетки менее $(25-30) 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$ влияние хотя и отмечается, однако оно не столь существенное, как при более редких сетках. В каждом конкретном случае выбор плотности сетки должен определяться с учетом конкретных условий.

В нашей стране применяют двухстадийное разбуривание первоначально редких сеток скважин и последующее избирательное уплотнение их с целью повышения охвата неоднородных пластов заводнением, увеличения конечной нефтеотдачи и стабилизации добычи нефти. В первую стадию бурят так называемый основной фонд добывающих и нагнетательных скважин при малой плотности сетки. По данным бурения и исследования скважин основного фонда уточняется геологическое строение неоднородного объекта, в результате чего возможны изменения плотности сетки скважин, которые разбуривают во вторую стадию и называют резервными. Резервные скважины предусматриваются с целью вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку скважинами основного фонда в пределах контура их размещения. Число резервных скважин обосновывается с учетом характера и неоднородности пластов (их прерывистости), плотности сетки скважин, соотношения вязкости нефти и воды и т. д. Число резервных скважин может составлять до 30 % основного фонда скважин. Их место размещения следует планировать в более ранние сроки разработки. Отметим, что для

замены фактически ликвидированных скважин из-за старения (физического износа) или по техническим причинам (в результате аварий при эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин) требуется обосновывать также число скважин-дублеров, которое может достигать 10—20 % фонда.

По темпу ввода скважин в работу можно выделить *одновременную* (еще называют «сплошная») и *замедленную системы разработки залежей*. В первом случае темп ввода скважин в работу быстрый — все скважины вводят в работу почти одновременно в течение первых одного — трех лет разработки объекта. При большом сроке ввода систему называют замедленной, которую по порядку ввода скважин в работу различают на системы сгущающуюся и ползучую. Сгущающуюся систему целесообразно применять на объектах со сложным геологическим строением. Она соответствует принципу двухстадийного разбуривания. Ползучую систему, ориентированную по отношению к структуре пласта, подразделяют на системы: а) вниз по падению; б) вверх по восстанию; в) по простиранию. В практике разработки крупных отечественных месторождений ползучая и сгущающаяся системы разработки комплексно сочетаются. Только трудные природные (топи, болота) и геологические условия определили применение ползучей системы на Самотлорском месторождении.

Системы разработки с размещением скважин по равномерной сетке считают целесообразными при режимах работы пласта с неподвижными контурами (режим растворенного газа, гравитационный режим), т. е. при равномерном распределении по площади пластовой энергии. В СССР в основном по треугольной сетке разбурено большинство эксплуатационных объектов Азербайджана, Туркмении, Западной Украины, Северного Кавказа и др.

Системы разработки с размещением скважин по неравномерной сетке аналогично различают: по плотности сетки; по темпу ввода скважин в работу (ввода рядов скважин — работают один ряд, два, три); по порядку ввода скважин в работу. Дополнительно их разделяют: по форме рядов — с незамкнутыми рядами и с замкнутыми (кольцевыми) рядами; по взаимному расположению рядов и скважин — с выдержанными расстояниями между рядами и между скважинами в рядах и с уплотнением центральной части площади.

Такие системы широко использовали при режимах работы пласта с подвижными контурами (водо-, газонапорный, напорно-гравитационный и смешанный режимы). При этом скважины размещали рядами, параллельными первоначальному контуру нефтеносности. Такую систему начали применять у нас впервые в 1930 г. на Новогрозненском, затем на Туймазинском ($20 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$ при расстояниях между рядами 500 м и между

скважинами в рядах 400 м), Ромашкинском ($60 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$ — $1000 \text{ м} \cdot 600 \text{ м}$), Усть-Балыкском ($42 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$), Мегионском ($64 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$), Самотлорском ($64 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$) и других месторождениях. При современном проектировании первоначальная расстановка скважин почти всегда равномерная.

Вид используемой энергии. В зависимости от вида энергии, используемой для перемещения нефти, различают: системы разработки нефтяных залежей при естественных режимах, когда используется только естественная пластовая энергия (т. е. системы разработки без поддержания пластового давления); системы разработки с поддержанием пластового давления, когда применяются методы регулирования баланса пластовой энергии путем искусственного ее пополнения. По методам регулирования баланса пластовой энергии выделяют: системы разработки с искусственным заводнением пластов; системы разработки с закачкой газа в пласт.

Системы разработки с искусственным заводнением пластов могут осуществляться по следующим основным вариантам:

1. *Законтурное* заводнение, при котором воду закачивают в ряд нагнетательных скважин, расположенных за внешним контуром нефтеносности на расстоянии 100—1000 м. Его применяют на объектах с малорасчлененными по толщине продуктивными пластами, обладающими сравнительно высокой гидропроводностью, при небольшой ширине залежей (до 4—5 км, а при наиболее благоприятном строении пластов и более). Примерами могут служить Туймазинское месторождение (Башкирия), где начали впервые применять заводнение в СССР (1948 г.), девонская залежь Бавлинского месторождения (Татария), яснополянская залежь Ярино-Каменоложского месторождения (Пермская обл.) и др. Оно не получило широкого распространения.

2. *Приконтурное* заводнение, когда нагнетательные скважины размещают в водонефтяной зоне в непосредственной близости от внешнего контура нефтеносности. Его применяют вместо законтурного заводнения на залежах с проявлением так называемого барьерного эффекта на водонефтяном разделе или при сниженной проницаемости пласта в законтурной зоне. Гидродинамическая связь законтурной и нефтеносной частей может ухудшиться вследствие окисления тяжелых фракций нефти на водонефтяном разделе, разрывных нарушений, литологических замещений и др. Приконтурное заводнение удачно запроектировано, например, по пласту C_{III} Дмитровского месторождения (Куйбышевская обл.).

3. *Внутриконтурное* заводнение, которое применяют в основном на объектах с большими площадями нефтеносности (сотни квадратных километров и более). При законтурном заводнении одновременно может работать не более трех рядов скважин

вследствие экранирования работы внутренних рядов внешними, поэтому для обеспечения отбора нефти также из центральной части эксплуатационного объекта крупные объекты с помощью разрезающих рядов нагнетательных скважин делят на отдельные, самостоятельно разрабатываемые участки, которые называют эксплуатационными полями или блоками. Внутриконтурное заводнение в случае необходимости сочетается с законтурным или приконтурным заводнением.

В СССР¹ применяется внутриконтурное заводнение таких видов: разрезание залежи нефти рядами нагнетательных скважин на отдельные площадки, блоки самостоятельной разработки; сводовое заводнение; очаговое заводнение; площадное заводнение.

Система внутриконтурного заводнения с *разрезанием залежи на отдельные площади* применяется на крупных нефтяных месторождениях платформенного типа с широкими водонефтяными зонами. Широкие водонефтяные зоны отрезают от основной части залежи и разрабатывают их по самостоятельным системам. На средних и небольших по размеру залежах применяют поперечное разрезание их рядами нагнетательных скважин на блоки (*блоковое заводнение*). Ширина площадей и блоков выбирается с учетом соотношения вязкостей и прерывистости пластов (литологического замещения) в пределах до 3—4 км, внутри размещают нечетное число рядов добывающих скважин (не более 5—7). Разрезание на отдельные площади и блоки нашло применение на Ромашкинском (23 площади пласта Д₁, Татария), Арланском (Башкирия), Мухановском (Куйбышевская область), Осипском (Пермская область), Покровском (Оренбургская область), Узеньском (Казахстан), Правдинском, Мамонтовском, Западно-Сургутском, Самотлорском (Западная Сибирь) и других месторождениях. С начала 60-х годов на месторождениях Куйбышевской области (пласт А₄ Козловского, пласт Б₂ Стрельненского, пласт Д₀ Жигулевского и другие месторождения) и затем Западной Сибири (Правдинское, Мамонтовское, пласты АВ₁ Советского и Самотлорского месторождений) стали широко использоваться системы блокового заводнения, причем так называемые *активные* (интенсивные) *системы* с размещением между двумя нагнетательными рядами не более 3—5 рядов добывающих скважин. Совершенствованием блоковых систем могут быть *блочно-квадратные системы* с периодическим изменением направлений потоков воды.

При небольшой вязкости нефти (до 3—5 мПа·с) для объектов с относительно однородным строением пластов системы заводнения могут быть менее активными, блоки шириной до 3,5—4 км. Для ухудшенных условий активность систем должна повышаться, а ширина блоков должна уменьшаться до 2—3 км и менее. При однородных пластах с продуктивностью выше

500 т/(сут·МПа) оправдали себя пятирядные системы, а при продуктивности 10—50 т/(сут·МПа) — трехрядные (по Б. Т. Баишеву и др.).

При *сводовом* заводнении ряд нагнетательных скважин размещают на своде структуры или вблизи него. Если размеры залежи превышают оптимальные, это заводнение сочетают с законтурным. Сводовое заводнение подразделяют на: а) *осевое* (нагнетательные скважины размещают по оси структуры — кумский горизонт Новодмитриевского месторождения в Краснодарском крае, пласты группы А Усть-Балыкского месторождения в Западной Сибири); *кольцевое* (кольцевой ряд нагнетательных скважин с радиусом, приблизительно равным 0,4 радиуса залежи, разрезает залежь на центральную и кольцевую площади — Миннибаевская площадь Ромашкинского месторождения); *центральное* заводнение как разновидность кольцевого (вдоль окружности радиусом 200—300 м размещают 4—6 нагнетательных скважин, а внутри ее имеется одна или несколько добывающих скважин).

Очаговое заводнение может применяться в качестве самостоятельного при разработке залежей нефти в резко неоднородных и прерывистых пластах и в качестве вспомогательного заводнения в сочетании с законтурным и особенно внутриконтурным заводнением для выработки запасов нефти из участков, не охваченных основными системами. Разбуривание осуществляют по равномерной сетке с расположением буровых станков вблизи продуктивных скважин и последующим переходом «от известного к неизвестному». Нагнетательные скважины выбирают из числа пробуренных так, чтобы они размещались на участках с наилучшей характеристикой пластов и оказывали влияние на максимальное число окружающих добывающих скважин. В связи с этим его называют избирательным заводнением. Внедрено очаговое заводнение на месторождениях платформенного типа в Татарии (периферийные участки Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений), Башкирии (месторождения Краснохолмской группы), Коми АССР, Пермской, Оренбургской обл. и т. д. Оно более эффективно на поздней стадии разработки.

Площадное заводнение характеризуется рассредоточенной закачкой воды в залежь по всей площади ее нефтеносности. Площадные системы заводнения по числу скважино-точек каждого элемента залежи с расположенной в его центре одной добывающей скважиной могут быть четырех-, пяти-, семи- и девятиточечной и линейной системами (рис. 1.2). Линейная система — это однорядная система блокового заводнения, причем скважины размещают не друг против друга, а в шахматном порядке. Отношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1:1. Элементом этой системы может служить прямо-

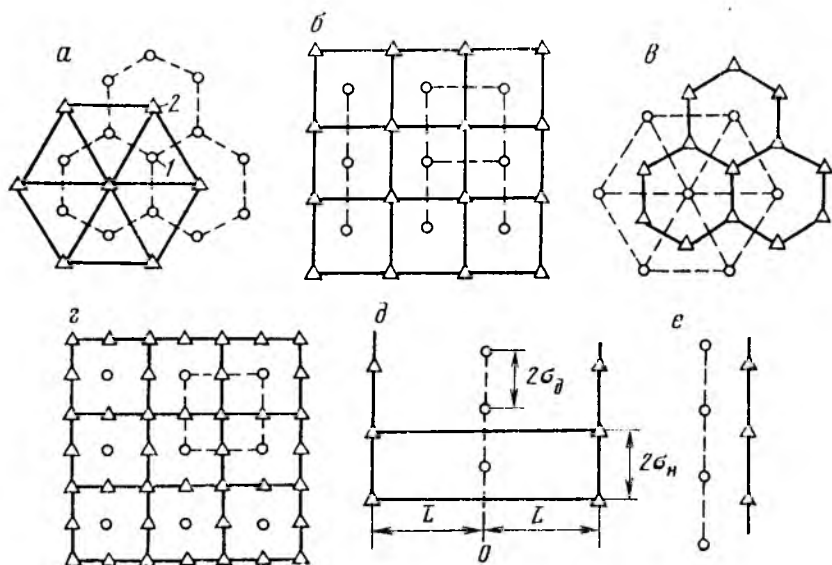


Рис. 1.2. Площадная четырех- (а), пяти- (б), семи- (в), девятиточечная (г) и линейная (д, е) системы заводнения (с выделенными элементами): 1 — добывающие; 2 — нагнетательные скважины

угольник со сторонами $2L$ и $2\sigma_n = 2\sigma_d = 2\sigma$. Если $2L = 2\sigma$, то линейная система переходит в пятиточечную с таким же соотношением скважин (1 : 1). Пятиточечная система симметрична и за элемент можно выбрать также обратное размещение скважин с нагнетательной скважиной в центре (обращенная пятиточечная система). В девятиточечной системе на одну добывающую скважину приходится три нагнетательных (соотношение скважин 3 : 1), так как из восьми нагнетательных скважин по четыре скважины приходится соответственно на два и четыре соседних элемента. В обращенной девятиточечной системе (с нагнетательной скважиной в центре квадрата) соотношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1 : 3. При треугольной сетке размещения скважин имеем четырехточечную (обращенную семиточечную) и семиточечную (или обращенную четырехточечную) системы с соотношением нагнетательных и добывающих скважин соответственно 1 : 2 и 2 : 1. Возможны также другие площадные системы. Таким образом, площадные системы характеризуются различной активностью воздействия на залежь, выраженной соотношением нагнетательных и добывающих скважин (1 : 3, 1 : 2, 1 : 1, 2 : 1, 3 : 1).

Результаты исследований, проведенных в ВНИИнефти, Гипровостокнефти, СибНИИНПи показали, что площадное завод-

нение эффективно при разработке малопроницаемых пластов [10]. Эффективность площадного заводнения увеличивается с повышением однородности, толщины пласта, а также с уменьшением вязкости нефти и глубины залегания залежи. Площадное заводнение было запроектировано по пласту БС₁₀ Усть-Балыкского месторождения и др. Практика применения площадных и избирательных систем разработки, как считает Б. Т. Баишев, показала их явную неэффективность как с точки зрения темпов отбора нефти (не жидкости!), так и нефтеотдачи. Особенно сложны при этом вопросы регулирования отбора и закачки, борьбы с обводнением скважин и т. д. Поэтому применять площадные системы разработки можно только на поздней стадии разработки.

Масштабы применения различных систем заводнения (по данным М. Л. Сургучева) характеризуются следующими величинами (в % — в числителе число месторождений, в знаменателе добыча нефти): внутриконтурная, блоковая — 50/70; комбинированная (законтурная, внутриконтурная) — 28/18; избирательная, площадная — 18/9; законтурная — 3,3/3. Таким образом, блоковые системы разработки ввиду высокой эффективности нашли наиболее широкое применение.

Системы разработки с закачкой газа в пласт могут применяться по двум основным вариантам: закачка газа в повышенные части залежи (в газовую шапку), площадная закачка газа. Успешная закачка газа возможна лишь при значительных углах наклона однородных пластов (улучшается гравитационное разделение газа и нефти), невысоком пластовом давлении (давление закачки обычно на 15—20 % больше пластового), близости значений пластового давления и давления насыщения нефти газом или наличии естественной газовой шапки, малой вязкости нефти. По экономической эффективности она значительно уступает заводнению, поэтому нашла ограниченное применение на месторождениях Горячий Ключ (Краснодарский край), Битков (Западная Украина), Андижан-Палванташ (Фергана) и др.

Поскольку разработка месторождения начинается с отбора нефти из первых разведочных скважин, то отметим, что система разработки динамична и должна непрерывно совершенствоваться во времени.

§ 1.6. СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

При водонапорном режиме процесс добычи нефти продолжается более 30—50 лет и проходит через ряд стадий, отличающихся новым качественным состоянием залежи. *Стадия* — это период процесса разработки, характеризующийся определенным закономерным изменением технологических и технико-экономических показателей. Под *технологическими* и *технико-экономическими*

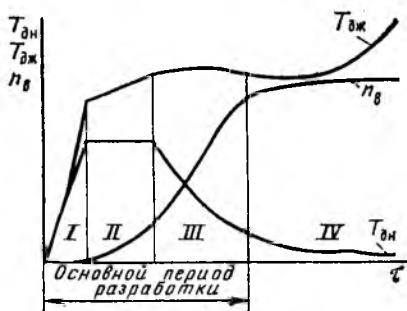


Рис. 1.3. Типовая динамика темпа добычи нефти $T_{дн}$, жидкости $T_{дж}$ и обводненности продукции n_v при водонапорном режиме с выделением стадий разработки:

I — освоение эксплуатационного объекта; II — поддержание высокого уровня добычи нефти; III — значительное снижение добычи нефти; IV — завершающая

скими показателями процесса разработки залежи понимают текущую (среднегодовую) и суммарную (накопленную) добычу нефти, текущую и суммарную добычу жидкости (нефти и воды), обводненность добываемой жидкости n_v (отношение текущей добычи воды к текущей добыче жидкости), текущий и накопленный водонесный фактор (отношение добычи воды к добыче нефти), текущую и накопленную закачку воды, компенсацию отбора закачкой (отношение закачанного объема к отобранному при пластовых условиях), коэффициент нефтеотдачи, число скважин (добывающих, нагнетательных), пластовое и забойное давления, текущий газовый фактор, средние дебит добывающих и приемистость нагнетательных скважин, себестоимость продукции, производительность труда, капитальные вложения, эксплуатационные расходы, приведенные затраты и др.

По динамике добычи нефти выделяют четыре стадии процесса разработки залежей пластового типа в гранулярных коллекторах при водонапорном режиме (рис. 1.3). Графики построены в зависимости от безразмерного времени τ , представляющего собой отношение накопленной добычи жидкости к балансовым запасам нефти.

Первая стадия — освоение эксплуатационного объекта — характеризуется:

интенсивным ростом добычи нефти до максимального заданного уровня (прирост составляет примерно 1—2 % в год от балансовых запасов);

быстрым увеличением действующего фонда скважин до 0,6—0,8 от максимального;

резким снижением пластового давления (по месторождениям с искусственным водонапорным режимом снижение пластового давления в зоне отбора достигает 30 % от первоначального, так как освоение системы заводнения обычно отстает во времени на 6—8 лет);

небольшой обводненностью продукции n_v (обводненность продукции достигает 3—4 % при вязкости нефти не более 5 мПа·с и 35 % при повышенной вязкости);

достигнутым текущим коэффициентом нефтеотдачи η (около 10 %). Продолжительность стадии зависит от промышленной ценности залежи и составляет 4—5 лет, за окончание стадии принимается точка резкого перегиба кривой темпа добычи нефти $T_{\text{дн}}$ (отношение среднегодового отбора нефти к балансовым ее запасам).

Вторая стадия — поддержание высокого уровня добычи нефти — характеризуется:

более или менее стабильным высоким уровнем добычи нефти (максимальный темп добычи нефти находится в пределах 3—17 %) в течение 3—7 лет и более для месторождений с маловязкими нефтями и 1—2 года — при повышенной вязкости;

ростом числа скважин, как правило, до максимума за счет резервного фонда;

нарастанием обводненности продукции $n_{\text{в}}$ (ежегодный рост обводненности составляет 2—3 % при малой вязкости нефти и 7 % и более при повышенной вязкости, на конец стадии обводненность колеблется от нескольких до 65 %);

отключением небольшой части скважин из-за обводнения и переводом многих на механизированный способ добычи нефти; текущим коэффициентом нефтеотдачи η , составляющим к концу стадии 30—50 %, а для месторождений с «пикой» добычи — 10—15 %.

Устойчивость уровня добычи нефти обеспечивается бурением оставшегося основного фонда скважин и части резервного, а также применением методов интенсификации отбора жидкости. Однако по мере обводнения продукции скважин наступает момент, когда интенсивность обводнения продукции становится выше интенсивности роста добычи жидкости. После этого начинается снижение добычи нефти, несмотря на увеличение добычи жидкости, что может обуславливаться отключением части обводнившихся скважин и ограниченными возможностями оборудования и установок по сбору и подготовке нефти. Продолжительность стадии зависит от максимального уровня добычи нефти и соотношения вязкостей нефти и воды. Границу между второй и третьей стадиями устанавливают по точке перегиба кривой темпа отбора нефти в сторону уменьшения, которая почти всегда четко отмечается, несмотря на продолжающийся иногда рост темпа добычи жидкости $T_{\text{дж}}$ (отношения среднегодового отбора жидкости к балансовым запасам нефти).

Третья стадия — значительное снижение добычи нефти — характеризуется:

снижением добычи нефти (в среднем на 10—20 % в год при маловязких нефтях и на 3—10 % при нефтях повышенной вязкости); темпом отбора нефти на конец стадии 1—2,5 %;

уменьшением фонда скважин из-за отключения вследствие обводнения продукции, переводом практически всего фонда скважин на механизированный способ добычи;

прогрессирующим обводнением продукции n_v до 80—85 % при среднем росте обводненности 7—8 % в год, причем с большей интенсивностью для месторождений с нефтями повышенной вязкости;

повышением текущих коэффициентов нефтеотдачи η на конец стадии до 50—60 % для месторождений с вязкостью нефти не более 5 мПа·с и до 20—30 % для месторождений с нефтями повышенной вязкости;

суммарным отбором жидкости 0,5—1 объема от балансовых запасов нефти.

Эта стадия наиболее трудная и сложная для всего процесса разработки, ее главная задача — замедление темпа снижения добычи нефти. Продолжительность стадии зависит от продолжительности предыдущих стадий и составляет 5—10 и более лет. Определить границу между третьей и четвертой стадиями по изменению среднегодового темпа добычи нефти $T_{дн}$ обычно трудно. Наиболее четко ее можно определить по точке перегиба кривой обводненности n_v .

Совместно первую, вторую и третью стадии называют *основным периодом разработки*. За основной период отбирают из залежей 80—90 % извлекаемых запасов нефти.

Четвертая стадия — завершающая — характеризуется:

малыми, медленно снижающимися темпами отбора нефти $T_{дн}$ (в среднем около 1 %);

большими темпами отбора жидкости $T_{дж}$ (средние темпы отбора жидкости составляют 3—8 и даже 20 %; отбирают на этой стадии до 1 объема пор пласта по месторождениям с мало-вязкими нефтями и до 3—4 объемов по месторождениям с нефтями повышенной вязкости; основная масса воды отбирается на этой стадии, конечные водонефтяные факторы достигают 0,7—7 м³/м³);

высокой медленно возрастающей обводненностью продукции (ежегодный рост составляет около 1 %);

более резким, чем на третьей стадии, уменьшением действующего фонда скважин из-за обводнения (фонд скважин составляет примерно 0,4—0,7 от максимального, снижаясь иногда до 0,1);

отбором за период стадии 10—20 % балансовых запасов нефти.

Продолжительность четвертой стадии сопоставима с длительностью всего предшествующего периода разработки залежи, составляет 15—20 лет и более, определяется пределом экономической рентабельности, т. е. минимальным дебитом, при котором еще рентабельна эксплуатация скважин. Предел рентабель-

Таблица 1.3. Максимальные темпы добычи нефти из разрабатываемых месторождений

Подтип динамики добычи нефти	Максимальный $T_{\text{дн}}$, %	
	пределы изменения	среднее значение
1а	1,8—4	3
1б	3,6—5,7	4
2а	2,7—6,2	5
2б	4,8—7,7	6,5

ности обычно наступает при обводненности продукции примерно на 98 %.

На основе детального анализа изменения добычи нефти из разрабатываемых месторождений СССР сотрудниками ВНИИ-нефть (Б. Т. Баишев и др.) выделены два типа кривых добычи нефти, каждый из которых подразделен на два подтипа по характеру динамики добычи жидкости (табл. 1.3). Для месторождений подтипов 1а и 2а характерен рост добычи жидкости на III стадии, несмотря на уменьшение отбора нефти. В результате добыча нефти на III стадии уменьшается более плавно, чем на месторождениях подтипов 1б и 2б, в которых наряду с уменьшением темпа отбора жидкости на III стадии снижается и темп отбора нефти. При переходе от подтипа 1а к подтипу 2б увеличивается средний темп $T_{\text{дн}}$ и уменьшается продолжительность II стадии, выражаясь в пределе «пикой» добычи нефти.

Разработка залежей в трещиновато-кавернозных коллекторах отличается быстрым выходом на высокие максимальные темпы отбора нефти (10—13 % в год), отбором до 80 % извлекаемых запасов к началу снижения добычи, весьма резким средним снижением добычи на стадии III (до 50 % в год), непродолжительностью стадии IV, небольшими суммарными отборами воды (доли от балансовых запасов нефти).

Разработка трещиновато-пористых пластов протекает значительно сложнее, чем пористых и трещиновато-кавернозных и сопровождается большими отборами воды.

В целом динамика добычи нефти зависит от геолого-физических условий месторождения (вязкость нефти, литологический тип коллектора, продуктивность и неоднородность пластов, тип залежи), метода (с воздействием и без воздействия на залежь) и системы разработки, условий освоения объекта (темпа и порядка разбуривания) и эксплуатации скважин. В совокупности эти факторы могут в несколько раз изменять уровень добычи нефти. М. Л. Сургучев считает, что целесообразно поддерживать динамику добычи нефти со стабильным максимальным

уровнем. Характер заводнения и нефтеотдача неоднородных пластов не зависят от темпа добычи нефти. На этом базируется современная разработка нефтяных месторождений высокими темпами.

В заключение отметим, что производственный процесс добычи нефти на протяжении четырех стадий характеризуется неравномерностью отбора нефти, нефтяного газа и воды, неравномерной нагрузкой промыслового оборудования, изменением состава потока флюидов в скважинах, трубопроводах и установках во времени.

§ 1.7. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

Научно обоснованное проектирование разработки нефтяных месторождений стало осуществляться в СССР в начале 40-х годов по предложению и под руководством А. П. Крылова. В проектных документах приводилось геолого-промысловое, гидродинамическое и экономическое обоснование систем разработок, однако учитывались лишь отдельные элементы технологии и техники добычи нефти и обустройства месторождения (забойное давление, рельеф местности и т. п.). С 70-х годов проектные организации в отрасли перешли на составление проектных документов на промышленную разработку нефтяных месторождений, в которых сочетаются решения геолого-промысловых и технологических задач с экономическими задачами с учетом решения вопросов нефтепромыслового обустройства конкретного месторождения и нефтедобывающего района в целом, требований охраны недр и окружающей среды (экологии). При этом порядок проектирования постоянно совершенствуется на основе обобщения отечественного и зарубежного опытов.

Основные технологические проектные документы на промышленную разработку нефтяных и нефтегазовых месторождений — технологические схемы и проекты разработки. Они служат в свою очередь основой для составления проектных документов на разбуривание и обустройство и используются при текущем и перспективном планировании добычи нефти и газа, затрат, связанных с их добычей. Проект разработки составляется для месторождения, введенного в разработку на основании схемы или не введенного в разработку с простым геологическим строением и малыми запасами.

В технологических проектных документах на разработку обосновываются (изложено без соблюдения порядка обоснования): 1) выделение эксплуатационных объектов и порядок ввода их в разработку, выбор системы разработки; 2) способы и режимы эксплуатации скважин, выбор устьевого и внутри-скважинного оборудования, мероприятия по предупреждению и

борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин; 3) уровни, темпы и динамика добычи нефти, газа и жидкости из пластов, закачки в них вытесняющих агентов; 4) вопросы повышения эффективности реализуемых систем разработки заводнением, вопросы, связанные с особенностями применения методов повышения нефтеотдачи (нефтеизвлечения); мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки; объемы и виды работ по доразведке месторождения; комплекс геофизических и гидродинамических исследований скважин; 5) требования к системам сбора и промысловой подготовки продукции скважин; 6) требования к системам поддержания пластового давления, качеству используемых агентов; 7) требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин; 8) специальные мероприятия по охране недр и окружающей среды при бурении и эксплуатации скважин, технике безопасности, промсанитарии и пожарной безопасности при применении методов повышения нефтеотдачи; 9) вопросы, связанные с опытно-промышленными испытаниями новых технологий и технических решений.

Проектирование разработки месторождения осуществляют путем построения и технико-экономического анализа большого числа различных вариантов разработки месторождения. Расчетные варианты разработки месторождения могут различаться выбором эксплуатационных объектов, самостоятельных площадей разработки, способами и агентами воздействия на пласт, системами размещения и плотностями сетки скважин, режимами и способами их эксплуатации, уровнями и продолжительностью стабильной добычи нефти и др. Из этих расчетных вариантов выбирают не менее трех вариантов для технологических схем и двух — для проектов разработки, которые называются *основными*. Один из рассматриваемых вариантов разработки выделяется в качестве базового варианта. Технологические и экономические показатели рассчитывают за весь срок разработки. Для реализации выбирается рациональный вариант разработки путем сопоставления технико-экономических показателей расчетных вариантов разработки. Для составления технологических проектных документов выдается *техническое задание*, в котором учитываются тенденции развития нефтяной промышленности, пятилетние и перспективные планы добычи нефти по экономическому району (объединению). В техническом задании указываются возможные объемы бурения, возможные источники рабочих агентов, мощности водо-, газо- и электроснабжения, возможные ограничения, связанные с технологией и техникой добычи нефти, подготовки продукции и др.

Для повышения качества проектирования, надежности и точности прогнозирования процесса извлечения нефти предусматривается широкое использование современных электронно-вы-

числительных машин (ЭВМ), систем автоматизированного проектирования разработки (САПР), различных баз данных и графопостроителей. Используются отраслевые и межотраслевые регламенты (ГОСТ, ОСТ и др.) относительно системы документации (порядок ее разработки, оформления, обращения).

Контрольные вопросы

1. Охарактеризуйте производственный процесс разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Какие природные и технологические условия определяют его осуществление?
2. Расскажите о классификации систем разработки месторождений.
3. Дайте определение стадии разработки месторождений. Какие стадии выделяют при водонапорном режиме и что для них характерно?

ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Проектирование разработки нефтяных месторождений включает подготовку исходной информации и создание моделей пласта, проведение технологических и экономических расчетов, расчетов по выбору способов и технологического оборудования по добыче нефти.

§ 2.1. ПОДГОТОВКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

При расчете технологических показателей разработки месторождений необходимо располагать исходными данными, т. е. геолого-промысловой характеристикой месторождения.

Геолого-промысловая характеристика

Геолого-промысловую характеристику в основном представляют: общие сведения о районе месторождения — географическое и административное расположение района месторождения; рельеф местности, гидросеть, климат; экономические сведения; характеристика условий разбуривания и обустройства месторождения с выделением участков, осложненных или не подлежащих разбуриванию (резко пересеченный рельеф, водоемы, заболоченность, населенные пункты, санитарные зоны и др.); геологическая характеристика месторождения — история геологического изучения района и месторождения; стратиграфия; тектоника; нефтегазоносность; гидрогеологические условия месторождения;

геологическая характеристика залежи (продуктивного пласта, эксплуатационного объекта) — детальная корреляция продуктивной части разреза в скважинах, положение ВНК и ГНК; геометрия залежи (тектоническая структура, контуры нефтегазоносности, размеры залежи, нефтяных, газовых, подгазовых и водонефтяных зон, тип залежи);

литолого-физическая характеристика коллектора — вещественный состав и структурные особенности пород; проницаемость, пористость, начальная нефтенасыщенность коллектора, зависимость проницаемости и пористости от давления, тип коллектора (пористый, трещиновато-пористый и т. д.); неоднородность

строения (объемная неоднородность) продуктивных пластов (расчлененность на пропластки и слои, песчанистость, их распространенность, сложность границ коллектора, литологическая связанность, выклинивание и т. д.); теплофизические свойства;

свойства пластовых флюидов: нефти в пластовых условиях (давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объемный коэффициент, усадка, коэффициент объемной упругости; зависимости вязкости, объемного коэффициента и газосодержания от давления; теплофизические свойства); разгазированной нефти (плотность, кинематическая вязкость, молекулярная масса, температура начала кипения и начала застывания, температура насыщения нефти парафином, фракционный и компонентный состав, содержание серы, парафина, асфальтенов и силикагелевых смол); растворенного, выделившегося при однократном разгазировании, и природного нефтегазовых залежей газа (компонентный состав, абсолютная и относительная плотности, сжимаемость); пластовой воды (плотность, вязкость, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициент объемной упругости, общая минерализация и ионный состав, характеристика возможных последствий при смешивании ее с закачиваемой водой и изменении начальных условий);

энергетическая и эксплуатационная характеристики залежи — пластовые давления (начальное, текущее) и температура, геотермический градиент; характеристика законтурной зоны залежи, ее связь с нефтяной зоной и областью питания, возможный естественный режим залежи; закономерности в изменении пластовых давлений и температуры; допустимое их снижение при разработке; условия, осложнения эксплуатации скважин; гидродинамическая связь между скважинами, пластами;

запасы нефти и газа (по категориям, объектам, зонам объектов).

Эту характеристику дополняют графические обобщения: обзорная карта района месторождения, геолого-геофизический разрез отложений, структурные карты, геологические профильные разрезы, карты изменения по площади проницаемости, пористости, нефтенасыщенности, нефтенасыщенной толщины, распространения выделенных пластов, слоев, зональных интервалов, распространения свойств пластовых флюидов, изобар, распределения температур и др. Геолого-промысловая характеристика охватывает широкий круг вопросов, изучаемых в физике пласта и нефтепромысловой геологии, и составляет геолого-промысловую часть технологической схемы или проекта разработки месторождений. На основе геолого-промысловой характеристики строят расчетную схему и модель пласта, а также обосновывают рекомендации по выбору системы разработки и условий ее успешной реализации (порядок разбуривания за-

лежи, требования при вскрытии пластов бурением, оптимальные интервалы перфорации, геологические ограничения на дебиты и приемистости скважин и т. д.).

Геолого-промысловое изучение объекта разработки

Источниками получения исходных данных для составления проектных документов служат пробуренные на данном месторождении скважины. При наличии очень скудной информации иногда можно воспользоваться данными по аналогичным месторождениям или предлагаемыми в литературе различными расчетными и графическими зависимостями для нахождения некоторых параметров пород и пластовых жидкостей.

При бурении скважин отбирают образцы горных пород — керны, а при наличии рыхлых пород — шлам. В лабораториях по образцам терригенных (осадочных) и карбонатных пород изучают вещественный состав, текстуру, структуры. Лабораторными методами по образцам пород определяют физические свойства коллекторов: пористость и соотношения трех основных видов пустот (трещин, каверн, пор), проницаемость (абсолютную и фазовые), нефтегазоводонасыщенность, коэффициент вытеснения нефти водой. Физические свойства пластовых жидкостей исследуют в лабораториях по глубинным пробам. Методы лабораторного определения свойств пород и жидкостей изучаются детально в курсах физики пласта и геологии. Следует подчеркнуть, что существуют ОСТы и ГОСТы на определение свойств нефтей, воды, пород и т. д.

В скважинах проводятся различные промыслово-геофизические, термодинамические и гидродинамические исследования. По данным промыслово-геофизических исследований проводят детальное расчленение продуктивных отложений (установление литологического типа пород), выделяют коллекторы (терригенные, карбонатные), разделяют коллекторы на продуктивные и водоносные, определяют пористость, нефтегазонасыщенность, проницаемость. При термодинамических исследованиях изучают распределение температуры в скважине, определяют профиль притока нефти или поглощения закачиваемой воды по разрезу пласта. Характеристика этих и гидродинамических методов приводится в гл. 5.

По данным исследований составляют сводный (по видимым толщинам пластов) и нормальный (по средним истинным толщинам пластов в их нормальном залегании) геолого-физические разрезы, осуществляют детальную корреляцию продуктивных отложений (прослеживание по простиранию продуктивных горизонтов, пластов или пачек; установление их непрерывности на определенной площади; оконтуривание их распространения), Методика выполнения этих работ изучается в курсе геологии.

Получаемая информация используется для геометризации формы залежей и месторождения. Геометризация формы залежи включает построение структурных карт кровли и подошвы продуктивного пласта, геологических профильных разрезов, определение положения поверхностей ВНК и ГНК, проведение линий внешнего и внутреннего контуров этих контактов на структурных картах, геометризацию объема по карте толщин коллектора. Для более наглядного отображения геологического строения месторождения строят блок-диаграммы (аксонометрическое изображение залежи в трех плоскостях в косоугольной или прямоугольной проекции) и блок-схемы (пространственное отображение корреляционных схем).

При разделении пород на проницаемые (коллектор) и непроницаемые (неколлектор) обосновывают предельные значения емкостно-фильтрационных параметров. Обычно выделяют два предела: абсолютный или физический — значения параметров, начиная с которых породы имеют нефтегазонасыщенность, отличную от нуля; нижний или технологический — значения параметров, начиная с которых породы имеют такую нефтегазонасыщенность, при которой фазовая проницаемость для нефти (при определенном режиме вытеснения, т. е. системе разработки месторождения) становится больше нуля. Геометризация залежи, разделение пород на коллектор и неколлектор, определение значений параметров существенно осложняются неоднородностью пластов.

Неоднородность пласта

Все реальные нефтяные пласты неоднородны по своему геологическому строению и свойствам в силу изменения условий осадкообразования и последующего преобразования пород. В соответствии с ОСТ 39-035—76 под *неоднородностью* понимается свойство нефтяного пласта-коллектора, обусловленное изменением его структурно-фациальных и литологических свойств, оказывающих влияние в основном на движение пластовой жидкости к забоям скважин и подлежащих учету при установлении потенциальных возможностей нефтяного пласта. Различают неоднородность литологическую (гранулометрическую, упаковочную, цементационную, минеральную, поровую), проницаемостную, пористостную и объемную (толщинную, площадную). Неоднородность нефтяных залежей изучают детерминированным или вероятностным методами. Лучшие результаты дает их комплексное использование.

При *детерминированном* (причинно-следственном, причинно-обусловленном) *методе*, полагая, что одно явление (причина) при конкретных условиях обуславливает другое явление (действие, следствие), по данным исследований скважин и пластов

строят карты распределения параметров пластов по площади (карты равных толщин пласта — изопакит, проницаемостей, пористостей, вязкостей нефти; карты распространения зональных интервалов или слоев и др.) и схемы распределения по разрезу, строят блок-диаграммы. При этом важная роль отводится детальной корреляции продуктивного пласта, что позволяет точно определить толщины пластов, детально расчленить разрез, выяснить прерывистость пластов по простиранию и постоянство свойств слагающих его пород, выделить отдельные слои (пропластки) и зоны (линзы).

Вероятностный метод обоснован следующим. Так как доступ в залежь имеется посредством скважин, то по результатам проводимых исследований скважин и пластов локально (в известных размерах области пласта) устанавливают параметры залежи. Значения этих параметров изменяются по объему (площади, толщине) пласта в широких пределах. Изменения, можно полагать, носят случайный характер. Поэтому считают, что данные исследований — это выборка из генеральной совокупности параметров (залежи), что позволяет использовать аппарат математической статистики, теории вероятностей и теории случайных функций. В соответствии с законом больших чисел при увеличении объемов выборки выборочные характеристики сходятся по вероятности к генеральным, т. е. их надежность возрастает, погрешность уменьшается.

Такая обработка данных исследований позволяет построить модель пласта. В зависимости от метода получают детерминированную или вероятностную модель пласта.

§ 2.2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Процесс разработки конкретного нефтяного месторождения однократен и непосредственному наблюдению «доступен» только в ограниченном числе скважино-точек. Это обусловило развитие методов его моделирования, как не прямых, опосредствованных методов научного исследования. Моделирование, и как результат, модель процесса обеспечивают возможность при сравнительно небольших затратах в короткие сроки многократно (многовариантно) «проиграть» медленно протекающие процессы разработки в различных технологических условиях и тем самым выбрать рациональную технологию. При создании моделей процесса разработки нефтяных месторождений моделируют геолого-физические свойства пласта, его геометрическую форму, флюиды и процесс извлечения нефти и газа из недр.

Методы моделирования

Различают физическое и математическое моделирования. При *физическом моделировании* на модели, представляющей по существу натурный или масштабно уменьшенный образец оригинала (лабораторную, пилотную установки), воспроизводят и исследуют процессы, качественно одинаковые с процессами, протекающими в реальном объекте. В связи с трудностью создания полного подобия пласта и измерения параметров гидравлические модели нефтяных пластов не нашли применения, хотя физическое моделирование отдельных элементов процесса разработки незаменимо (например, вытеснение нефти водой).

Математическое моделирование заключается в исследовании процессов путем построения и решения системы математических уравнений, относящихся к собственно процессу и краевым условиям. Математическая модель основана на упрощении (идеализации) сложного реального процесса. Для ее создания природные условия соответствующим образом дифференцируют, выделяют среди них главные, определяющие факторы и представляют их в таком виде, который обеспечивает возможность достижения цели. Причем нефтегазоносный пласт рассматривают как единую гидродинамически связанную систему не только во всей области нефтегазоносности, но и включая окружающую водонапорную область. Перемещение флюидов внутри этой единой системы определяется начальными (до начала разработки) и граничными (на поверхностях, ограничивающих пласт с внешних сторон, и на стенках скважин внутри пласта) условиями или в совокупности краевыми условиями.

Граничные условия задаются в виде искомой функции (давление, расход жидкости), ее производной (градиент давления, скорость) или в смешанном виде (соответственно граничные условия первого, второго или третьего рода).

Начальные условия характеризуют состояние пласта до начала разработки, когда в процессе разработки неустановившееся (нестационарное) движение флюидов наряду с пространственными координатами определяется еще временем.

Системы математических уравнений решают аналоговым и вычислительным методами. *Аналоговый метод* математического моделирования базируется на подобии явлений и процессов различной физической природы, т. е. на широкой физической аналогии. Можно назвать аналогии между полями фильтрации жидкости (закон Дарси), электрического тока в проводящей среде (закон Ома), электрическим в диэлектрике (закон индукции), магнитным (закон магнитной индукции) и температурным (основное уравнение теплопроводности).

Электрическое моделирование процесса разработки основано на электрогидродинамической аналогии (ЭГДА), т. е. аналогии

между движением электрического тока в проводящей среде и фильтрацией жидкости в пористой среде.

Вычислительные методы подразделяются на аналитические, численные и статистические. Аналитические методы соответствуют классическому подходу к моделированию процессов, когда ставится исходная задача, вводятся упрощающие предположения и на их основе формулируется новая задача, которая поддается решению в виде аналитического выражения, формулы, обеспечивающей получение значения функции для каждого значения аргумента. Упрощающие предположения иногда приводят к существенным погрешностям в результатах проектирования, а без них задача в аналитической форме не решается. К числу аналитических методов, дающих точные решения задач разработки нефтяных месторождений, т. е. в точности удовлетворяющих исходным уравнениям, начальным и граничным условиям, относятся метод разделения переменных (метод Фурье), методы теории функций комплексного переменного, интегральных преобразований и др. Приближенные решения получают с использованием методов эквивалентных фильтрационных сопротивлений, последовательной смены стационарных состояний, интегральных соотношений и др.

Погрешность приближенных методов по сравнению с точными оценена для некоторых случаев в подземной гидрогазодинамике, и мы не будем останавливаться на ней. Отметим только, что с учетом точности исходной информации и сложности изучаемого процесса она в отдельных случаях вполне удовлетворяет практику.

Более полный учет множества воздействующих на процесс разработки факторов можно выполнить с использованием численных методов на базе применения ЭВМ как наиболее эффективных и универсальных моделирующих устройств. Основы применения численных (разностных) методов математического моделирования для решения задач разработки нефтяных месторождений в настоящее время достаточно развиты. При проектировании разработки нефтяных месторождений чаще всего применяют численные методы.

Статистические методы моделирования базируются на статистических данных предшествующей разработки месторождений. Изучая фактические закономерности развития процесса в залежи за прошедший период (ретроспективу), они позволяют оперативно без больших затрат времени и труда сформулировать заключение о предстоящем развитии основных технологических показателей разработки (перспективу). Эти методы изложены в гл. 4.

Электромоделирование процесса разработки месторождений

Электромоделирование процесса разработки нефтяных месторождений осуществляется с использованием электрических моделей-аналогов. Электрическая модель (электроинтегратор) может быть: 1) сплошной средой — жидкой (в виде электролитической ванны) или твердой (в виде листов электропроводящей бумаги или фольги различных металлов); 2) сеткой дискретных элементов — омических сопротивлений (R-сетки) или омических сопротивлений и емкостей (RC-сетки); 3) различной комбинацией первых двух. Предпочтение отдают RC-сеткам.

В общем случае для исследования фильтрационных потоков в залежах (объемных пластах) электрические сетки должны быть трехмерными (пространственными). Толщина пласта и ее изменение очень малы по сравнению с его размерами в горизонтальной плоскости вдоль осей x и y , поэтому вертикальной составляющей скорости движения можно пренебречь. Это позволяет ограничиться созданием плоских сеток и, следовательно, решением приближенных двухмерных уравнений движения для весьма протяженных пластов с переменной толщиной $h = h(x, y)$. Например, такое уравнение при упругом режиме (типа Фурье) применительно к неоднородному пласту можно записать

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{k(x, y) h(x, y)}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{k(x, y) h(x, y)}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \right] = \\ = h(x, y) \beta^* \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (2.1)$$

где k , h — проницаемость и толщина пласта; μ — абсолютная (динамическая) вязкость жидкости; β^* — коэффициент упруго-емкости насыщенного пласта; p — давление; t — время.

Допустим, требуется определить изменение пластовых и забойных давлений в замкнутой залежи при следующих краевых (начальном и граничных) условиях:

$$p = p(x, y) = p_k \text{ при } t = 0; \quad (2.2)$$

$$q_i = \oint_{\Gamma_i} \frac{k(x, y) h(x, y)}{\mu} \frac{\partial p}{\partial n_1} d\Gamma_i, \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad (2.3)$$

$$\partial p / \partial n_2 = 0, \quad (2.4)$$

где p_k — начальное пластовое давление в залежи; q_i — дебит i -й скважины; n — число работающих скважин; n_1 , n_2 — нормали к контурам Γ_i скважин и к внешней непроницаемой границе залежи.

Электрические процессы в сетке, образованной омическими сопротивлениями R и включающей емкости C_0 , в любой момент времени описываются аналогичным уравнением

$$-\frac{\partial}{\partial x_3} \left(\frac{1}{R_x} \frac{\partial U}{\partial x_3} \right) + \frac{\partial}{\partial y_3} \left(\frac{1}{R_y} \frac{\partial U}{\partial y_3} \right) = C_0 \frac{\partial U}{\partial t_3}, \quad (2.5)$$

где x_3, y_3 — координаты сеточной области электрической модели; U — электрическое напряжение; R_x, R_y — сопротивление элементов электрической сети; C_0 — емкость конденсатора; t_3 — время протекания электрических процессов.

Конденсаторы одними концами присоединяются к узлам сетки, а другими — к одной общей точке. Конденсаторы периодически заряжают на напряжение U_0 .

Для любого элементарного объема пласта $\Delta x \Delta y h$ в направлении оси x и для соответствующего элемента электрической сетки можно записать объемный расход жидкости q_x по закону Дарси и электрический ток i_x по закону Ома:

$$q_x = \frac{k(x, y) h(x, y) \Delta y}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta x} = \frac{k(x, y) h(x, y)}{\mu} \Delta p; \quad (2.6)$$

$$i_x = \Delta U / R_x, \quad (2.7)$$

где $\Delta x = \Delta y$.

Для пересчета электрических величин в фильтрационные вводят коэффициенты пропорциональности (подобия):

$$C_q = i/q; \quad C_R = R / \frac{\mu}{kh}; \quad C_p = U/p;$$

$$C_\beta = C_0/h\beta^*; \quad C_t = t_3/t; \quad C_x = C_y = x_3/x = y_3/y = 1/M_m, \quad (2.8)$$

где M_m — линейный масштаб модели.

Пересчитывая электрические величины в уравнениях (2.5) и (2.7) с помощью коэффициентов пропорциональности (2.8) и сопоставляя их соответственно с уравнениями (2.1) и (2.6), определяют условия подобия протекания фильтрационных и электрических процессов:

$$C_R C_\beta / (C_t M_m) = 1; \quad C_p / (C_q C_R) = 1. \quad (2.9)$$

Таким образом, выполняя условия подобия (2.9), на электрической модели с RC-сеткой решают задачу неустановившейся фильтрации упругой жидкости к скважинам. Задачи неустановившейся фильтрации реального газа, встречающиеся при моделировании разработки нефтегазовых залежей, можно решить по методике, предложенной Ю. П. Кортаевым, С. Н. Закировым и А. Н. Тимашевым.

Основными недостатками аналоговых сеточных вычислительных машин являются необходимость трудоемкого перебора сопротивлений при изменении условий разработки (например,

передвижение линии раздела нефть — вода) и низкая надежность. Методы электро моделирования сейчас практически не используются. ЭВМ вытеснили электро моделирование. Знакомство с ним может помочь в решении отдельных частных задач разработки.

Численные методы математического моделирования

Численные методы заключаются в определении с помощью ЭВМ численных значений функции в некоторых дискретных точках для заданных численных значений аргумента, т. е. решение получается в некоторых точках пространства. Для этого пространственная область фильтрации мысленно разделяется на ряд квадратов или блоков путем наложения сетки определенного типа (в большинстве равномерной квадратной сетки). Исследуемый интервал времени также разделяется на отдельные элементарные интервалы с постоянным шагом. Преобразование непрерывных дифференциальных уравнений к дискретному виду осуществляется с помощью *метода конечных разностей*. Получить конечно-разностные уравнения можно методом разложения функции в ряд Тейлора в заданной точке, решая уравнение относительно искомой производной.

Разложение функции в ряд Тейлора с использованием разностей прямых (вперед) и обратных (назад) соответственно можно записать:

$$p(x + \Delta x) = p(x) + \frac{\partial p}{\partial x} \Delta x + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \Delta x^2 + \frac{1}{6} \frac{\partial^3 p}{\partial x^3} \Delta x^3 + \frac{1}{24} \frac{\partial^4 p}{\partial x^4} \Delta x^4 + \dots; \quad (2.10)$$

$$p(x - \Delta x) = p(x) - \frac{\partial p}{\partial x} \Delta x + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \Delta x^2 - \frac{1}{6} \frac{\partial^3 p}{\partial x^3} \Delta x^3 + \frac{1}{24} \frac{\partial^4 p}{\partial x^4} \Delta x^4 + \dots \quad (2.11)$$

Из этих уравнений вычитанием определяем первую производную:

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{p(x + \Delta x) - p(x)}{\Delta x} + O(\Delta x); \quad (2.12)$$

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{p(x) - p(x - \Delta x)}{\Delta x} + O(\Delta x), \quad (2.13)$$

где $O(\Delta x)$ — погрешность усечения (остаток), связанная с аппроксимацией функции; имеет порядок Δx .

Сложив уравнения (2.10) и (2.11), получим вторую производную

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{p(x + \Delta x) - 2p(x) + p(x - \Delta x)}{\Delta x^2} + O(\Delta x^2). \quad (2.14)$$

Таким образом, для дискретной системы точек, пренебрегая погрешностью усечения, имеем:

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{p_{i+1} - p_i}{\Delta x}; \quad (2.15)$$

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{p_i - p_{i-1}}{\Delta x}; \quad (2.16)$$

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{p_{i+1} - 2p_i + p_{i-1}}{\Delta x^2}. \quad (2.17)$$

Отсюда понятно, что численные методы всегда приближенные, так как замена производных отношением конечных приращений вносит погрешность. Она тем меньше, чем меньше приращения (шаг). Для перехода к конечно-разностному уравнению обозначим узловые точки вдоль оси x индексом i , вдоль оси y — индексом j , вдоль оси времени t — индексом k . Имеются два основных способа перехода от значений на прежнем уровне времени к значениям на новом уровне: *явная схема*, когда новые значения функции для каждой точки вычисляются по значениям соседних точек прежнего уровня; *неявная схема*, когда все неизвестные значения нового уровня определяются одновременно. Для решения двумерных задач применяется неявная схема. Использование ее дает конечно-разностный аналог, например, дифференциального уравнения упругого режима в однородном пласте

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = \frac{1}{\kappa} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.18)$$

в виде

$$\begin{aligned} & \frac{p_{i+1, j, k+1} - 2p_{i, j, k+1} + p_{i-1, j, k+1}}{\Delta x^2} + \frac{p_{i, j+1, k+1} - 2p_{i, j, k+1} + p_{i, j-1, k+1}}{\Delta y^2} = \\ & = \frac{1}{\kappa} \frac{p_{i, j, k+1} - p_{i, j, k}}{\Delta t}, \end{aligned} \quad (2.19)$$

где $\kappa = k/(\mu\beta^*)$ — коэффициент пьезопроводности пласта.

В данном уравнении пять неизвестных давлений $p_{i, j, k+1}$, $p_{i, j+1, k+1}$, $p_{i+1, j, k+1}$, $p_{i-1, j, k+1}$, $p_{i, j-1, k+1}$. Такие уравнения записываем для каждой узловой точки сеточной области интегрирования (фильтрации) на $(k+1)$ -й момент времени. Получаем вместо дифференциального уравнения систему из N алгебраических уравнений с N неизвестными, решая которую, определяем с помощью ЭВМ искомые давления в каждой узловой точке. Выполняя аналогичные расчеты для других временных уровней, находим изменение давления во времени в каждой узловой точке.

Для расчета при $k=0$ задается начальное условие. При значениях i и j , соответствующих узлам на внешней границе, используются граничные условия. Внешняя граница аппроксимируется ломаной сеточной границей. Аппроксимировать контур скважины не представляется возможным, так как применяемый шаг сетки (100—2000 м) существенно больше радиуса скважины. Г. Г. Вахитов показал, что в узловых точках расположения скважин вычисляемые давления равны давлениям на забое некоторой фиктивной («точечной») скважины с радиусом $r_{сф} = 0,2 \Delta x$ (при $\Delta x = \Delta y$). Тогда для расчета забойного давления в реальной скважине требуется учесть фильтрационное сопротивление между контурами фиктивной и реальной (с приведенным радиусом) скважин.

Математические модели процесса разработки нефтяных месторождений

Математическую модель процесса разработки нефтяного месторождения составляют совместно модель пласта и модель процесса извлечения нефти.

Модель пласта — это система количественных представлений о его геолого-физических свойствах, используемая в расчетах разработки нефтяного месторождения. Построение модели пласта в конкретном случае на основе разрозненной исходной информации требует творческого подхода и научного поиска. От принятой модели зависит надежность полученных результатов проектирования. В отличие от модели пласта расчетная схема учитывает только геометрическую форму пласта, согласно которой его можно представить прямолинейным, круговым и т. д.

С развитием теории разработки нефтяных месторождений представления о моделях пластов изменялись, усложнялись модели пластов, учитывалось большее число факторов реального пласта. Одна из первых моделей пласта — *модель однородного по параметрам пласта*. Она реализует гипотезу об однородности пласта как по площади, так и по вертикальному разрезу залежи. Главные параметры модели — это абсолютная проницаемость, пористость, нефтенасыщенность и эффективная толщина. Их определяют по данным промыслово-геофизических исследований скважин. С использованием кернов определяют пористость, абсолютную проницаемость и реже нефтенасыщенность. Затем устанавливают статистическую связь между результатами лабораторных и промыслово-геофизических исследований (обычно в виде количественных зависимостей). По этим зависимостям определяют средние значения изучаемых параметров в каждой скважине, которые усредняют для пласта в целом. При таком построении модель является вероятностно-статисти-

ческой. Для построения ее можно использовать также результаты гидродинамических исследований скважин и пластов. Такая модель позволяла получить относительно строгие аналитические выражения для расчета процессов движения флюидов. Однако, сочетая модель однородного пласта с моделью поршневого вытеснения нефти, устанавливали, что разработка месторождения при заводнении может осуществляться без отбора воды. Такое в принципе противоречит фактическим данным. Это привело к тому, что нашли распространение модели слоисто-неоднородного пласта.

Модель слоисто-неоднородного пласта включает в себя серию (два или более) пропластков (слоев) разной проницаемости, которые либо разделены практически непроницаемыми тонкими пропластками, либо гидродинамически свободно сообщаются между собой, либо частично сообщаются между собой. Обычно используется первая модификация. Пласт может характеризоваться закономерным или обычно вероятностным (случайным) распределением проницаемости слоев в разрезе. Построение модели аналогично предыдущему, однако при этом необходимо определение параметров не только пласта в целом по скважинам, но и отдельных его слоев. Для этого используются методы детальной корреляции разрезов пластов, промыслово-геофизических и лабораторных исследований, а также изучения профилей притока (отбора) в добывающих скважинах и приемистости (поглощения, закачки вытесняющего агента) в нагнетательных скважинах (глубинная дебито-, расходо- или термометрия).

В скважинах осуществляют отбор кернa, проводят промыслово-геофизические исследования, в том числе глубинную профилометрию, изучают в лаборатории керны и строят при увязке всех данных зависимость пористости, проницаемости и других параметров от промыслово-геофизических данных. На основе полученных зависимостей определяют параметры слоев во всех скважинах. По этим данным строят гистограммы проницаемости (аналогично другим параметрам), которые принимают за плотности вероятностно-статистического распределения параметров и используют при окончательном представлении модели пласта.

Эта модель уже учитывает реальную неоднородность пластов и позволяет рассчитывать добычу обводненной продукции даже в сочетании с моделью поршневого вытеснения. Различные модификации ее связаны в основном с принятием того или иного теоретического закона распределения проницаемости. В нефтепромысловой практике используются различные законы распределения: нормальный (Гаусса), Максвелла, видоизмененные Максвелла (Б. Т. Баишева, М. М. Саттарова), гамма-распределения, логарифмически нормальный и др.

Модель зонально-неоднородного пласта представляет реальный неоднородный пласт состоящим из зон различной проницаемости. Дальнейшим развитием этой модели было принятие большого числа хаотически расположенных зон, обладающих различными свойствами.

В 50-е годы возникли и стали развиваться *модели трещиноватых и трещиновато-пористых пластов*. В этих моделях соответственно непроницаемый и проницаемый однородные пласты рассекаются трещинами на блоки (матрицы) породы.

Процесс извлечения нефти из пласта при различных условиях описывается соответствующей математической моделью. В общем случае флюиды в потоке могут быть представлены одной или несколькими фазами (двумя жидкими, газовой и иногда твердой). Отсюда движение в пласте может быть одно- или многофазным.

Нефть и газ представляют собой смесь индивидуальных углеводородных и неуглеводородных компонентов. При разработке месторождений зачастую происходит переход из одной фазы в другую этих компонентов, а также вытесняющих агентов, что влечет за собой изменение составов и свойств движущихся многокомпонентных фаз. Для учета фазовых переходов нефть и газ представляют как отдельные фазы, включающие соответственно ограниченное количество условных компонентов, объединяющих некоторые группы индивидуальных веществ. Например, газ часто принимают двух- или трехкомпонентным. Наиболее распространено представление нефти в виде двух условных компонентов — «нефти» и «газа» — с фазовым переходом по закону Генри. С учетом представления флюидов математическая модель процесса извлечения нефти может быть одно-, двух- или трехфазной. Отсюда еще при вытеснении, например, нефти водой различают *модели поршневого и непоршневого вытеснения*.

Различное сочетание рассмотренных моделей пластов и моделей процесса извлечения нефти определило создание конкретных моделей процесса разработки и методик расчета. *Методикой расчета* называют процедуру выполнения вычислений на основе принятой модели. Ввиду большой сложности механизма многофазной фильтрации в неоднородных пластах и соответственно исходной системы описывающих ее дифференциальных уравнений, сначала развивались аналитические методы расчета, которые в основном сводились к приближенному решению уравнений при тех или иных допущениях и краевых условиях. Различные предпосылки и подходы многих авторов к решению одной и той же задачи привели к созданию значительного количества разных методик расчета технологических показателей. Например, только для расчета вытеснения нефти водой насчитывается несколько десятков методов советских и зарубежных авторов. Применение приближенных аналитических моделей при

расчете показателей разработки оправдано отсутствием подробной информации о детальном строении залежи, а также возможностью построения эффективных методик расчета одномерных течений. Их изучение дает понимание физической сущности протекающих в пласте процессов, способствует дальнейшему развитию численных методов. Численные методы в отличие от аналитических методов, которыми получают решения задач разработки нефтяных месторождений только для одномерных случаев (прямолинейный и радиальный потоки), позволяют решать достаточно сложные задачи применительно к двух- и трехмерным течениям (плоские и пространственные течения).

Основные требования, которым должна удовлетворять методика расчета технологических показателей разработки, соответствующая современному уровню проектирования разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, сводятся к следующему (по Б. Т. Байшеву и др.). Методика должна быть достаточно универсальной в смысле учета многообразия режимов разработки (водо-, газонапорный, режим растворенного газа или их возможные сочетания) и учета неоднородности фильтрационных потоков. Поэтому в основу схемы расчета должна быть положена достаточно общая гидродинамическая модель фильтрации, учитывающая многофазность потока, сжимаемость и растворимость флюидов, различие плотностей фаз и неоднородность фильтрационных потоков. Это позволит учесть фазовые переходы, влияние естественной и искусственной пластовой энергии, распределение по пласту нефти, газа и воды, сложную геометрию фильтрационных потоков в скважины, особенно при разработке нефтегазовых месторождений с обширными подгазовыми зонами и малой нефтенасыщенной толщиной и водо-нефтяных зон.

Методика должна учитывать неоднородность пласта по проницаемости, коэффициент продуктивности (приемистости) скважин, характер работы скважин (неодновременный ввод скважин в эксплуатацию, перевод добывающих скважин в нагнетательные, отключение обводнившихся и загазовавшихся скважин, изменение забойных давлений и дебитов нефти, жидкости, газа, коэффициента эксплуатации скважин во времени), а также особенности работы скважинного оборудования, обеспечивающего подъем продукции на поверхность. Механизм обводнения и загазовывания пласта и скважин зависит от условий вскрытия пласта и установленного режима работы скважин, особенно в случае водонефтяных и подгазовых зон, но главным образом определяется практически всегда наблюдаемой слоистостью пласта, а также изменчивостью проницаемости по площади. В одних случаях в зависимости от строения пласта наблюдается образование водяных и газовых конусов, а в других — послойное течение с образованием газовых и водяных языков.

По мере разбуривания и изучения месторождения непрерывно накапливается информация, т. е. складывается история разработки. Поэтому должны создаваться банки промысловых и геологических данных по скважинам на машинных носителях, а методика должна включать алгоритмы адаптации (приспособления) используемой математической модели по данным истории разработки. В результате воспроизведения истории разработки уточняются геолого-промысловые параметры (абсолютная проницаемость, пористость, эффективные относительные проницаемости, коэффициенты продуктивности и приемистости скважин). Данные расчетов должны в табличном виде записываться в банк прогнозных показателей.

Методика должна иметь модульную (блочную) структуру. Это позволяет в каждом конкретном случае использовать модели того или иного функционального назначения, например, модели двух- или трехфазной фильтрации как для терригенных пород, так и для карбонатных коллекторов (модели трещиновато-пористых сред). Для небольших залежей с малым числом скважин целесообразно использование двумерных гидродинамических моделей. Для больших месторождений, разрабатываемых тысячами скважин, применение двумерных моделей ограничивается пока мощностью ЭВМ. В этом случае прибегают к декомпозиции больших пластовых систем, т. е. к замене их набором сравнительно простых изолированных участков с небольшим числом скважин (элемент разработки). Показатели каждого участка рассчитывают, используя одномерные модели, затем с помощью суммирующих алгоритмов получают необходимые показатели для пласта (месторождения) в целом. В дальнейшем по мере развития численных методов, вычислительной техники эти модели могут быть заменены более совершенными. Наиболее общей является трехфазная трехмерная модель, однако во многих случаях она оказалась бы недостаточно экономной в эксплуатации. В настоящее время в числе методик, основанных на одномерной модели, наиболее отвечающей перечисленным выше требованиям представляется методика ВНИИ-2, рассмотренная в § 2.4.

§ 2.3. РАСЧЕТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИ ЕСТЕСТВЕННЫХ РЕЖИМАХ ИСТОЩЕНИЯ

Группа естественных режимов истощения включает режимы: упругий, растворенного газа и гравитационный. Гравитационный режим в залежи практически не допускается, так как он экономически малоэффективен. Поэтому ограничимся расчетами только при первых двух режимах.

Расчеты при упругом режиме

Упругость пласта проявляется в начальный период разработки залежи при ее разбуривании, если давление в ней выше давления насыщения, а также в процессе разработки с поддержанием пластового давления при несоответствии темпов отбора и закачки. Если нефтяная залежь (или несколько залежей) расположена в обширной водонапорной области, то в зависимости от темпов отбора жидкости и «активности» законтурной области она может работать при упруговодонапорном режиме в этой области, а в пределах нефтяной части может проявляться режим вытеснения негазированной или газированной нефти водой.

Поскольку упругий режим, как правило, очень кратковременный, то скважины размещают в соответствии с последующим режимом (зачастую водонапорным). При упругом режиме определяют динамику изменения дебитов или давлений в залежи.

Для расчета изменения давления во времени в каждой точке пласта необходимо решить основное дифференциальное уравнение (2.1) или (2.18) неустановившегося (нестационарного) движения сжимаемой жидкости в упругой пористой среде, представляющей неоднородный или однородный пласт. Для решения задают соответствующие краевые (начальные и граничные условия). Решение получают численным (см. выше) либо аналитическим методами.

При аналитическом решении принимается модель однородного пласта. Простое и наиболее часто используемое решение уравнения (2.18) — *основная формула упругого режима* для точечного стока (источника), пущенного в работу с постоянным дебитом Q (расходом) однородной сжимаемой жидкости в однородном бесконечном пласте

$$\Delta p = -\frac{Q\mu}{4\pi kh} \text{Ei}\left(-\frac{r^2}{4\kappa t}\right) \quad (2.20)$$

где Δp — изменение давления в момент времени t в любой точке пласта, находящейся от точечного стока на расстоянии r ; t — время, отсчитываемое с начала работы пласта; — $\text{Ei}(-u) =$

$\int_u^\infty \frac{e^{-u}}{u} du$ — интегральная показательная функция (интегральный экспоненциал), табулированная в зависимости от аргумента $u = r^2/(4\kappa t)$.

Для малых значений аргумента u при $\kappa t/r^2 \geq 8,33$ с погрешностью не более 1 % формулу (2.20) после разложения в ряд и удержания первых двух членов ряда можно записать

$$\Delta p = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\kappa t}{r^2} \quad (2.21)$$

Если в пласте работает группа скважин, то их взаимодействие (интерференцию) можно учесть с помощью метода суперпозиции (наложения), согласно которому изменение давления в любой точке пласта равно алгебраической сумме изменений давления Δp_j , созданных в этой точке работой отдельных стоков и источников, представляющих добывающие и нагнетательные скважины. Тогда с использованием основной формулы упругого режима можно записать для случая одновременного пуска всех скважин в работу

$$\Delta p = \sum_{j=1}^n \Delta p_j = -\frac{\mu}{4\pi kh} \sum_{j=1}^n Q_j \left[-\text{Ei} \left(-\frac{r_j^2}{4\kappa t} \right) \right], \quad (2.22)$$

$$\Delta p = -\frac{\mu}{4\pi kh} \sum_{j=1}^n Q_j \ln \frac{2,25\kappa t}{r_j^2} \quad (2.23)$$

или пуска скважин в различное время

$$\Delta p = -\frac{\mu}{4\pi kh} \sum_{j=0}^{n-1} Q_{j+1} \left[-\text{Ei} \left(-\frac{r_{j+1}^2}{4\kappa (t_1 - t_{j+1})} \right) \right], \quad (2.24)$$

$$\Delta p = -\frac{\mu}{4\pi kh} \sum_{j=0}^{n-1} Q_{j+1} \ln \frac{2,25\kappa (t_1 - t_{j+1})}{r_{j+1}^2}, \quad (2.25)$$

где n — число скважин; Q_j — постоянный объемный дебит стока (положительный) или источника (отрицательный) за номером j ; t, t_1, t_{j+1} — время соответственно с начала пуска всех скважин, первой скважины и $j+1$ -й скважины, причем при $j=0$ $t_{j+1}=0$; r_j — расстояние от центра j -й скважины до точки, где определяется Δp (например, на контуре скважины).

Эти же формулы можно использовать и для случая переменного отбора $Q(t) \neq \text{const}$. Для этого изменяющийся во времени дебит заменяют ступенчатой линией и считают, что изменение (увеличение или уменьшение) дебита происходит как бы вследствие пуска новой скважины (добывающей или нагнетательной) в той же точке пласта с дебитом, равным приращению (положительному или отрицательному) при переходе от предыдущей ступеньки к последующей. Тогда изменение давления при переменном дебите $Q(t)$

$$\Delta p(t) = -\frac{\mu}{4\pi kh} \sum_{j=1}^n \Delta Q_j \text{Ei} \left[-\frac{r^2}{4\kappa (t - t_{j-1})} \right], \quad (2.26)$$

где $\Delta Q_j = Q_{j+1} - Q_j$ — изменение дебита в момент времени t_j ; t_j — момент изменения дебита с Q_j на Q_{j+1} ; n — число ступенек изменения дебита на момент времени t .

Таким образом, используя приведенные формулы, можно рассчитать изменение давления в любой точке пласта или на контуре (забое) каждой скважины. Если скважин много, особенно при изменяющихся во времени дебитах, то расчеты становятся очень трудоемкими. Поэтому для вычислений применяют ЭВМ. Иногда скважины тем или иным способом группируют, заменяя группу скважин одной расчетной скважиной, прямолинейными или круговыми рядами, применительно к которым предложены расчетные формулы. Имеются также формулы для расчетов при линейном характере изменения дебитов и др.

Если заданы не дебиты, а давления как функции времени, то задача существенно усложняется, как и все обратные задачи.

В данном случае результат сложения изменений давления от работы отдельных скважин или их групп задан, а требуется определить исходные слагаемые (дебиты). Для этого необходимо уже решить систему алгебраических уравнений первой степени, составленную по типу уравнений (2.22) — (2.26).

Приведенные формулы справедливы для точечного стока (источника). Однако, как показали анализы, ими можно пользоваться не только для обычной скважины с приведенным радиусом $r = r_c$, но и для укрупненной скважины, которой можно представить нефтяную залежь, расположенную в водонапорной области. Радиус укрупненной скважины R_{yc} применительно к рассматриваемой залежи площадью нефтеиспости S_a определяют из формулы площади круга. Тогда для расчета изменения давления на линии ВНК (водонефтяного контура) при упруговодонапорном режиме задача решается для укрупненной скважины с радиусом R_{yc} и отбором (дебитом) жидкости, сосредоточенным в центре укрупненной скважины, по формуле (2.20) либо (2.26). Задаваясь рядом значений отбора из залежи, можно получить ряд кривых изменения давления во времени, а также определить соответствующие продолжительности разработки залежи до момента времени, при котором давление в залежи или на линии ВНК не станет равным давлению насыщения p_n , либо давлению фонтанирования скважин.

Если вязкость нефти существенно больше вязкости законтурной воды (даже при упругом режиме в нефтяной части залежи) или упруговодонапорный режим в последующем переходит в режим вытеснения газированной нефти водой в результате упругости пород и жидкости в законтурной области, то такие особенности должны учитываться. В этих случаях необходимо использовать численные методы.

В результате опытной эксплуатации залежи получают фактическое изменение давления во времени. Зачастую оно не совпадает с теоретическим прогнозным изменением давления во времени. Несовпадение может быть обусловлено погрешностью принятых средних значений параметров пласта (гидропроводности kh/μ и пьезопроводности κ), которые устанавливаются в пределах изученной, как правило, нефтенасыщенной части пласта, определяются ограниченностью водонапорной области или замкнутостью залежи, наличием зоны активного поступления воды (например, из других пластов). Для приведения в соответствие теоретических данных к фактическим, т. е. для адаптации принятой модели, вводят *адаптационные коэффициенты* z_1 и z_2 (на согласование) в формулу (2.20) или (2.21):

$$\Delta p(t) = -\frac{Q\mu}{4\pi kh} z_1 \operatorname{Ei}\left(-\frac{r^2}{4\kappa t} z_2\right), \quad (2.27)$$

$$\Delta p(t) = \frac{Q\mu}{4\pi kh} z_1 \ln \frac{2,25\kappa t}{r^2 z_2}, \quad (2.28)$$

где z_1 и z_2 представляют собой отношения соответственно гидропроводностей и пьезопроводностей в нефтяной и водяной зонах.

Значения коэффициентов z_1 и z_2 определяют по фактической кривой изменения давления. Для этого записывают, например, уравнение (2.27) для двух моментов времени, а из этой системы двух уравнений определяют два неизвестных z_1 и z_2 .

Приведенные формулы справедливы для бесконечных пластов; с достаточной для практических целей точностью их можно использовать и для ограниченных пластов, если параметр (критерий) Фурье $Fo = \kappa t/R_k^2 \leq 0,3$, где R_k — радиус внешней границы пласта.

Для залежей с замкнутой водонапорной областью изменение среднего давления $\bar{p}$ можно установить из дифференциального уравнения истощения ограниченного пласта при замкнуто-упругом режиме

$$\frac{d\bar{p}}{dt} = -\frac{Q(t)}{\beta^* V}, \quad (2.29)$$

где V — объем пласта, насыщенного жидкостью.

Для законтурной водонапорной области с радиусами границ R_{yc} и R_k снижение среднего давления во вторую фазу развития упругого режима (возмущение давления достигло границы R_k) можно записать приближенно из уравнения (2.29) аналогично формуле (2.26) в виде:

$$\Delta \bar{p}_{\text{зак}}(t) = \frac{\mu_n \kappa}{\pi kh (R_k^2 - R_{yc}^2)} \sum_{i=1}^n \Delta Q_i(t - t_{i-1}), \quad (2.30)$$

где $\frac{k}{\mu_n \kappa} = \beta^*$; $\pi h (R_k^2 - R_{yc}^2) = V$.

С учетом наступления квазиустановившегося распределения давления, одинаковой скорости (темпа) снижения давления во всех точках пласта из приближенной формулы среднего давления в кольцевом пласте можно записать изменение давления на контуре укрупненной скважины при $Q = \text{const}$:

$$\Delta p_{yc}(t) = \Delta \bar{p}_{зак}(t) 2 \ln \frac{R_k}{R_{yc}}.$$

Таким образом, аналитические расчеты при упругом режиме базируются на использовании основной формулы упругого режима и метода суперпозиции. Их выполнение целесообразно при оперативном, приближенном прогнозировании показателей разработки.

Расчеты при режиме растворенного газа

Режим растворенного газа начинается в пласте либо с начала разработки, если начальное пластовое давление равно давлению насыщения, либо после исчерпания упругой энергии, если текущее пластовое давление равно давлению насыщения. Пластовая энергия определяется количеством растворенного газа в единице объема нефти и равномерно распределена по залежи. Поэтому скважины целесообразно размещать по равномерной (квадратной или треугольной) сетке, если не предусматривается замена другим режимом. Расчетная модель представляется однородным по свойствам коллектора и нефти пластом в виде круглого цилиндра с концентричной внутри скважиной. Радиус R_k основания цилиндра рассчитывается из формулы объема цилиндра по удельному нефтенасыщенному объему порового пространства (балансовым запасам) залежи, приходящемуся на одну скважину, $V_y = S_3 h m (1 - s_{св}) / n$, где S_3 , h , m — площадь нефтеносности, эффективная толщина и пористость пород залежи; $s_{св}$ — водонасыщенность коллектора; n — число скважин. При этом расстояния между скважинами составят при квадратной сетке $2\sigma = R_k \sqrt{\pi}$ и при треугольной сетке $2\sigma = R_k \sqrt{2\pi/\sqrt{3}}$. В методике расчетов принимается, что относительные проницаемости зависят только от насыщенности пор нефтью, связанная вода относится к скелету породы, эффектами гравитации, сегрегации, первой фазой режима и интерференцией скважин можно пренебречь. Расчеты выполняются по методу последовательной смены стационарных состояний для одной скважины, а полученные результаты распространяют на всю залежь.

Для расчета показателей разработки (дебитов, давлений, газового фактора, нефтеотдачи и срока разработки) необходимо предварительно определить зависимость между нефтенасыщенностью s_k и давлением p_k на непроницаемом контуре расчетной

модели. Такая зависимость получена из уравнений материального баланса для нефти и газа и выражается приближенной формулой (погрешность в основном не превышает 1 %)

$$s_{ki+1} = \frac{\tilde{G}_i - \frac{s(p_{ki})}{\rho_{го}}}{\frac{b_n(p_{ki})}{\rho_{го}} s_{ki} - (1 - s_{ki}) \frac{\rho_r(p_{ki})}{\rho_{го}} + \frac{\rho_r(p_{ki+1})}{\rho_{го}}} + \frac{\tilde{G}_i - \frac{s(p_{ki+1})}{\rho_{го}}}{\frac{b_n(p_{ki+1})}{\rho_{го}} + \frac{\rho_r(p_{ki+1})}{\rho_{го}}}, \quad (2.31)$$

где $\tilde{G}_i$ — средний газовый фактор в интервале изменения давления на контуре модели от p_{ki} до p_{ki+1} при среднем давлении $\tilde{p}_{ki} = (p_{ki} + p_{ki+1})/2$ и насыщенности s_{ki} в начале интервала:

$$\tilde{G}_i = \psi(s_{ki}) \frac{\mu_n(\tilde{p}_{ki})}{\mu_r(\tilde{p}_{ki})} b_n(\tilde{p}_{ki}) \frac{\rho_r(\tilde{p}_{ki})}{\rho_{го}} + \frac{s(\tilde{p}_{ki})}{\rho_{го}}; \quad (2.32)$$

$s(p_{ki})$ — масса газа в единице объема раствора при давлении p_{ki} ; $b_n(p_{ki})$, $\mu_n(p_{ki})$ — объемный коэффициент и абсолютная вязкость нефти при давлении p_{ki} ; s_{ki} , s_{ki+1} — нефтенасыщенность пор при давлениях p_{ki} и p_{ki+1} , причем $p_{ki} > p_{ki+1}$; $\rho_{го}$, $\rho_r(p_{ki})$, $\mu_r(p_{ki})$ — плотность газа при стандартных условиях (давлении p_0 и температуре T_0) и при давлении p_{ki} и пластовой температуре $T_{пл}$ и абсолютная вязкость при давлении $\tilde{p}_{ki}$; $\psi(s_{ki}) = k_r(s_{ki})/k_n(s_{ki})$ — отношение относительных проницаемостей газа $k_r(s_{ki})$ и нефти $k_n(s_{ki})$.

Все эти зависимости свойств нефти, газа, относительных проницаемостей принимают по лабораторным данным применительно к рассматриваемой залежи. Для удобства расчета в формуле (2.31) можно принять равенство $\frac{\rho_r(p_{ki})}{\rho_{го}} = \frac{p_{ki} T_0}{p_0 z(p_{ki}) T_{пл}}$,

которое вытекает из уравнения Менделеева — Клапейрона и в котором $z(p_{ki})$ — коэффициент сверхсжимаемости нефтяного газа как функция давления при пластовой температуре. Если отсутствуют зависимости $\psi(s_{ki})$, $k_r(s_{ki})$, $k_n(s_{ki})$ для рассматриваемой залежи, то можно воспользоваться графиками или таблицами, составленными по работам К. А. Царевича. Зависимость $\psi(s_{ki})$ можно рассчитать по результатам опытной разработки залежи. Для этого, используя формулу (2.31), можно вычислить изменение нефтенасыщенности от давления при известных значениях газового фактора, из формулы (2.32) определить $\psi(s_{ki})$ и построить график ее изменения. Это обеспечит большее соответствие проектных и фактических показателей разработки.

Формула (2.31) позволяет по значениям p_{ki} и s_{ki} в начале интервала и p_{ki+1} найти s_{ki+1} . Достаточная точность расчета

обеспечивается при интервале уменьшения давления $p_{ki} - p_{ki+1} = 0,1$ МПа. Тогда текущая нефтеотдача при режиме растворенного газа при давлении p_{ki}

$$\eta = \frac{V_0 - V_i}{V_0} = 1 - \frac{V_i}{V_0} = 1 - \frac{s_{ki}}{s_{k0}} \frac{b_H(p_{k0})}{b_H(p_{ki})}, \quad (2.33)$$

где $V_0 = Vs_{k0}/b_H(p_{k0})$, $V_i = Vs_{ki}/b_H(p_{ki})$ — запасы нефти в пласте соответственно в начальный (при давлении p_{k0} и s_{k0}) и в текущий моменты; V — объем порового пространства (без связанной воды).

Дебит нефти по скважине определяют в соответствии с формулой М. М. Глоговского

$$q_H = \frac{2\pi kh (H_K - H_3)}{\ln \frac{R_K}{r_c} - \frac{1}{2}} \quad (2.34)$$

и дебит газа

$$q_G = q_H \tilde{G}, \quad (2.35)$$

где $H_K - H_3 = \int_{p_3}^{p_K} \frac{k_H(s)}{\mu_H(p) b_H(p)} dp$ — разность обобщенных функций

Христиановича при соответствующих давлениях на контуре p_K и на забое скважины p_3 .

Связь между параметрами во времени устанавливают по уравнению материального баланса для нефти, в соответствии с которым разность запасов нефти в пласте равна накопленному отбору нефти:

$$\frac{Vs(p_{k0})}{b_H(p_{k0})} - \frac{Vs(p)}{b_H(p)} = \int_0^t q_H dt, \quad (2.36)$$

где $V = \pi(R_K^2 - r_c^2)hm(1 - s_{cb}) \simeq \pi R_K^2 hm(1 - s_{cb})$ — нефтенасыщенный объем пор в начальный момент.

После дифференцирования уравнения (2.36) и интегрирования получаем срок разработки залежи

$$t = \pi R_K^2 hm (1 - s_{cb}) \int_{p_{k0}}^{p_K} \frac{1}{q_H} d\left(\frac{s(p)}{b_H(p)}\right). \quad (2.37)$$

Порядок расчетов показателей разработки зависит от заданных граничных условий на скважине ($q_H = \text{const}$, либо $p_3 = \text{const}$, либо q_H и p_3 переменны во времени).

По данным анализа результаты расчета существенно зависят от неоднородности пласта, темпов отбора нефти. Так, В. С. Орлов показал, что нефтеотдача, рассчитанная для модели однородного пласта, выше (применительно к месторождению

Жетыбай на 17 %) нефтеотдачи, определенной для модели слоисто-неоднородного пласта, за один и тот же срок разработки нефтяной залежи (18 лет). Для получения такого же значения нефтеотдачи (10 %) неоднородного пласта продолжительность его разработки должна быть более чем в 2 раза большей по сравнению с разработкой однородного пласта. Месторождение разбуривается скважинами в течение 3—5 лет (при режиме растворенного газа работает несколько небольших по запасам месторождений). Неучет интерференции и темпов ввода скважин в эксплуатацию, как показал В. С. Орлов, приводит к снижению нефтеотдачи элементов до 2,1—7,4 % против 12,5 %, полученных из расчетов по рассмотренной методике.

Режим растворенного газа малоэффективен даже в случаях маловязких нефтей. Если все же приходится решать вопрос возможности существования его в залежи или оценки эффективности методов воздействия на залежь (режим растворенного газа принимается за «базовый» вариант разработки), то в расчетах показателей разработки целесообразнее решать системы дифференциальных уравнений многофазной фильтрации численными методами, например, по методике ВНИИ-2, рассмотренной ниже.

§ 2.4. РАСЧЕТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ВОДОЙ

Водонапорный режим вытеснения нефти водой — основной в практике разработки нефтяных месторождений. Тенденция в развитии методик расчетов технологических показателей, как отмечено выше, состоит в максимальном приближении математических моделей к реальным условиям месторождений (различие вязкостей, многофазность движения, неоднородность пласта и др.), в максимальном учете особенностей строения каждого конкретного пласта. Ниже с методических позиций анализа влияния различных природных и технологических факторов на процесс добычи нефти последовательно рассмотрены аналитический метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений, основы теории поршневого и непоршневого вытеснений, принципиальные положения построения современной расчетной методики на примере методики ВНИИ-2, а также приближенной аналитической методики ВНИИ-1.

Расчет показателей разработки с использованием метода эквивалентных фильтрационных сопротивлений

Метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений — основной аналитический метод определения количественной связи между дебитами скважин и давлениями на их забоях и на кон-

туре питания пласта (нагнетания воды) в условиях жесткого водонапорного режима. Сущность метода состоит в замене полного фильтрационного сопротивления реального потока жидкостей сложной конфигурации несколькими эквивалентными (равнозначными) последовательными или параллельными фильтрационными сопротивлениями простейших (прямолинейно-параллельных, плоскорадиальных) потоков. Понятно, что такая замена вносит определенную погрешность в результаты расчета, которая однако допустима при недостаточной точности исходной геолого-промысловой информации.

Из подземной гидрогазодинамики известен *принцип электрогидродинамической аналогии* (ЭГДА), согласно которому сила тока I соответствует расходу жидкости (дебиту Q), разность напряжений ΔU разности давлений (депрессии Δp), электрическое сопротивление проводника $R_{эл}$ фильтрационному сопротивлению пласта R_{ϕ} . Принцип ЭГДА легко доказывается из анализа формул закона Дарси или Дюпюи и закона Ома:

$$q = \frac{k S_{\pi} (p_{пл} - p_3)}{\mu L} = \frac{\Delta p}{\frac{\mu}{k S_{\pi}} L} = \frac{\Delta p}{R'_{\phi}}, \quad (2.38)$$

$$q = \frac{2\pi k h (p_{пл} - p_3)}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} = \frac{\Delta p}{\frac{\mu}{2\pi k h} \ln \frac{R_k}{r_c}} = \frac{\Delta p}{R''_{\phi}}, \quad (2.39)$$

$$I = \Delta U / R_{эл}, \quad (2.40)$$

где k — проницаемость пласта; S_{π} , L — площадь поперечного сечения и длина полосовидного пласта; μ — динамическая вязкость жидкости; h , R_k — толщина и радиус контура кругового пласта; r_c — радиус скважины; $\Delta p = p_{пл} - p_3$ — депрессия давления (разность пластового $p_{пл}$ и забойного p_3 давлений); $R'_{\phi} = \frac{\mu}{k S_{\pi}} L$ — фильтрационное сопротивление в полосовидном пласте; $R''_{\phi} = \frac{\mu}{2\pi k h} \ln \frac{R_k}{r_c}$ — фильтрационное сопротивление в круговом пласте.

Дебит одной скважины в прямолинейном бесконечном ряду при установившемся притоке однородной несжимаемой жидкости можно записать

$$q = \frac{2\pi k h (p_{пл} - p_3)}{\mu \left(\frac{\pi L}{\sigma} + \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \right)} = \frac{p_{пл} - p_3}{\frac{\mu}{k h (2\sigma)} L + \frac{\mu}{2\pi k h} \ln \frac{\sigma/\pi}{r_c}} = \frac{\Delta p}{\Omega + \omega}, \quad (2.41)$$

где

$$\Omega = \frac{\mu}{k h (2\sigma)} L; \quad \omega = \frac{\mu}{2\pi k h} \ln \frac{\sigma/\pi}{r_c}.$$

Первое слагаемое Ω в знаменателе, как нетрудно заметить из сопоставления с формулой закона Дарси, равно фильтрационному сопротивлению в полоsoобразном пласте на участке длиной L от контура пласта до галереи, расположенной на линии ряда («галеризация» ряда). Площадь поперечного сечения пласта, приходящегося на данную скважину из ряда, равна произведению толщины пласта h на ширину 2σ , равную расстоянию между скважинами.

Второе слагаемое ω равно фильтрационному сопротивлению в круговом пласте с радиусом контура σ/π . Таким образом, сложный фильтрационный поток можно разбить на два простейших: прямолинейнопараллельный поток от контура пласта до галереи, расположенной на линии ряда скважин; плоскорадиальный поток внутри галереи в круговом пласте с длиной контура $2\pi R_k = 2\sigma$, т. е. $R_k = \sigma/\pi$. Величину Ω принято называть *внешним фильтрационным сопротивлением* (на внешнем пути от контура до галереи), а ω — *внутренним фильтрационным сопротивлением* (внутри галереи), которое учитывает увеличение сопротивления притоку жидкости в скважину по сравнению с галереей длиной 2σ . Сумма сопротивлений указывает на их последовательное соединение.

Аналогично для кругового пласта дебит одной скважины в концентричном круговом ряду

$$q = \frac{2\pi k h (p_{пл} - p_3)}{\mu \left(n \ln \frac{R_k}{R_1} + \ln \frac{R_1}{r_c} \right)} =$$

$$= \frac{p_{пл} - p_3}{\frac{\mu}{(2\sigma/R_1) k h} \ln \frac{R_k}{R_1} + \frac{\mu}{2\pi k h} \ln \frac{\sigma/\pi}{r_c}} = \frac{\Delta p}{\Omega + \omega}, \quad (2.42)$$

где $n = 2\pi R_1 / (2\sigma) = \pi R_1 / \sigma$ — число скважин в ряду; R_1 — радиус линии размещения кругового ряда скважин.

Первое слагаемое Ω в знаменателе представляет собой внешнее фильтрационное сопротивление части кругового пласта (сектора с углом $2\sigma/R_1$ радиан) от контура до круговой галереи длиной 2σ и радиусом R_1 , а второе слагаемое ω — внутреннее фильтрационное сопротивление притоку к скважине внутри галереи в круговом пласте с длиной контура $2\pi R_k = 2\sigma$, т. е. $R_k = \sigma/\pi$. В данном случае сложный поток к одной скважине в круговом ряду можно разбить на плоскорадиальный поток от контура до круговой галереи и плоскорадиальный поток к скважине внутри галереи.

Дебиты соответственно прямолинейного и кругового рядов

$$Q = \sum_{i=1}^n q_i = qn = n \frac{\Delta p}{\Omega + \omega} = \frac{\Delta p}{\frac{1}{n} (\Omega + \omega)} =$$

$$= \frac{\Delta p}{\frac{\mu}{kh(2\sigma)n} L + \frac{1}{n} \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}; \quad (2.43)$$

$$Q = \sum_{i=1}^n q_i = qn = n \frac{\Delta p}{\Omega + \omega} = \frac{\Delta p}{\frac{1}{n} (\Omega + \omega)} =$$

$$= \frac{\Delta p}{\frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{R_1} + \frac{1}{n} \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}. \quad (2.44)$$

Отсюда следует, что приток ко всем скважинам можно рассматривать как параллельное соединение проводников с одинаковыми сопротивлениями $(\Omega + \omega)$. Таким образом, фильтрационный поток к скважинам можно представлять эквивалентной схемой электрических сопротивлений и для расчета использовать законы Ома и Кирхгофа (первый или второй закон), подразумевая в соответствии с принципом ЭГДА под силой тока, разностью напряжений и электрическими сопротивлениями их аналоги — расход жидкости, перепад давлений, фильтрационные сопротивления.

Применительно к многорядной системе скважин пласт также представляется простой геометрической формой — прямолинейной или круговой. Реальный поток между скважинами соседних рядов заменяется фильтрацией между «проницаемыми» галереями с внутренними фильтрационными сопротивлениями скважин внутри галерей, дополняющими внешние фильтрационные сопротивления между галереями. Тогда представляя фильтрационную схему пласта эквивалентной ей электрической схемой сопротивлений и применяя к последней законы Ома и Кирхгофа, составляют уравнения интерференции рядов скважин для расчета дебитов или забойных давлений. Составим эти уравнения для кольцевого (кругового) однородного по проницаемости и толщине пласта с круговыми концентричными рядами скважин (рис. 2.1). Для этого используем второй закон Кирхгофа, согласно которому на основе ЭГДА перепад давлений между двумя точками схемы равен сумме произведений дебита жидкости в пределах участка на фильтрационное сопротивление этого

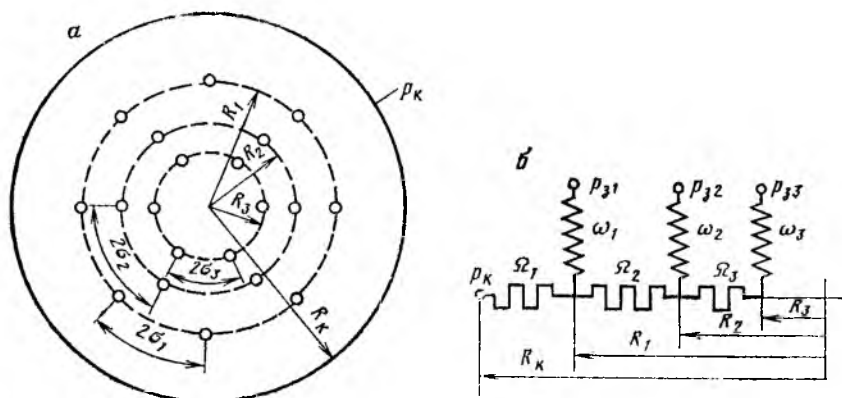


Рис. 2.1. Схема кругового пласта (а) и эквивалентная схема сопротивлений (б)

участка. Получим систему уравнений интерференции (взаимодействия) рядов скважин:

$$\left. \begin{aligned} p_k - p_{z1} &= \Omega_1 \sum_{i=1}^3 Q_i + \omega_1 Q_1 \\ p_k - p_{z2} &= \Omega_1 \sum_{i=1}^3 Q_i + \Omega_2 \sum_{i=2}^3 Q_i + \omega_2 Q_2 \\ p_k - p_{z3} &= \Omega_1 \sum_{i=1}^3 Q_i + \Omega_2 \sum_{i=2}^3 Q_i + \Omega_3 Q_3 + \omega_3 Q_3 \end{aligned} \right\}, \quad (2.45)$$

где p_k — давление на контуре питания пласта; p_{zi} — забойные давления скважин i -го ряда; Q_i — дебит всех скважин i -го ряда; $\omega_i = \frac{1}{n_i} \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{\sigma_i}{\pi r_{ci}}$ — внутреннее фильтрационное сопротивление, одинаковое для круговых и полосообразных пластов; $\Omega_i = \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_{i-1}}{R_i}$ — внешнее фильтрационное сопротивление i -го ряда; r_{ci} , n_i , σ_i — радиус и число скважин, половина расстояния между скважинами i -го ряда ($\sigma_i = \pi R_i / n_i$); R_i — радиус i -го ряда скважин.

Залежь можно схематизировать сектором, тогда у выражения ω_i и Ω_i вместо 2π необходимо подставить величину угла сектора в радианах. Число уравнений в системе должно равняться числу рядов скважин. Аналогичные уравнения интерференции составляется для полосообразной залежи, только внешнее

фильтрационное сопротивление и расстояние между скважинами соответственно равны $\Omega_i = \frac{\mu}{khs_n} L_i$; $2\sigma_i = \frac{s_n}{n_i}$, где s_n — ширина залежи; L_i — расстояние между соседними рядами или между контуром питания и первым рядом.

Обобщенное уравнение интерференции рядов скважин в многорядных системах для полосообразной и круговой залежей на основе системы (2.45) можно записать

$$p_k - p_{zi} - \sum_{j=1}^i \left(\Omega_j \sum_{l=1}^N Q_l \right) + \omega_i Q_i, \quad (2.46)$$

где j, N — соответственно число рядов, предшествующее i -му ряду и общее число одновременно работающих рядов.

Уравнения интерференции еще составляют путем обхода схемы сопротивлений от $p_{z\ j-1}$ до $p_{z\ j}$, тогда

$$p_{z\ j-1} - p_{z\ j} = \Omega_j \sum_{l=1}^N Q_l + \omega_j Q_j - \omega_{j-1} Q_{j-1}. \quad (2.47)$$

При проектировании задача решается применительно к одному из следующих граничных условий: а) заданы забойные давления; б) заданы дебиты скважин; в) в одних рядах заданы забойные давления, а в других — дебиты скважин. Тогда определяют соответствующие величины: дебиты, забойные давления или дебиты и забойные давления. Обычно задают забойные давления, исходя из технологических и технических условий (минимальное забойное давление фонтанирования скважин, допустимая степень снижения забойного давления ниже давления насыщения и др.). Тогда из системы уравнений типа (2.45) определяют дебиты рядов скважин Q_i , суммарный отбор из залежи (дебит залежи) $Q_{\text{сум}} = \sum_{i=1}^N Q_i$, дебиты скважин в рядах $q_i = Q_i/n_i$.

Следует отметить, что найденные таким образом дебиты постоянны во времени. Тогда общий срок разработки можно найти делением величины извлекаемых запасов нефти на суммарный отбор. Накопленную добычу нефти на любой момент времени легко рассчитать умножением дебита на продолжительность времени. Текущая нефтеотдача определится отношением текущей накопленной добычи к балансовым запасам.

Анализ результатов расчета по уравнениям интерференции показывает, что при одинаковых забойных давлениях во всех скважинах одновременно могут работать не более трех рядов скважин, так как четвертый и последующий ряды практически полностью экранируются работой первых трех рядов. Причем дебит второго ряда составляет приблизительно 30—40 %, а дебит третьего ряда — 10—20 % от дебита первого ряда.

а третьего — 15—20 % от дебита первого ряда или дебиты рядов составляют соответственно 60—70, 30—20 и 5—10 % от суммарного отбора. Если в скважинах внешних рядов поддерживать более высокие забойные давления, чем во внутренних рядах, то дебиты внешних и внутренних рядов в значительной степени выравниваются, однако общий отбор из залежи уменьшается.

Ряды скважин могут также работать при двухстороннем напоре (питании), который возможен в полосообразной и в круговой залежах в случае внутриконтурной закачки воды в центральный кольцевой ряд нагнетательных скважин при естественном законтурном напоре пластовой воды. При двухстороннем напоре один какой-нибудь из внутренних рядов (обычно центральный) принимаем в качестве потокоразделяющего ряда, в который жидкость притекает с двух сторон. Систему уравнений интерференции можно составить тремя способами:

аналогично системе (2.45) для левой и правой частей схемы;

в отличие от первого способа в системе уравнений записываем расходы жидкости между рядами, а дебиты рядов вычисляем как разность соответствующих ряду расходов;

уравнения составляем в соответствии с первым законом Кирхгофа для узлов схемы (количество жидкости, притекающей к узлу схемы равно количеству жидкости, вытекающей из этого узла, которые представляем как отношение разности давлений на участке к соответствующему фильтрационному сопротивлению); находим давления в узлах схемы, затем, поделив перепад давления между линией ряда и забоями скважин на соответствующее внутреннее фильтрационное сопротивление ряда, определяем дебит ряда. Если расчетная схема симметрична, то вычисления сводятся к случаю одностороннего питания. Так как истинного положения потокоразделяющего ряда не знаем, то одна из составляющих его дебита может иметь отрицательное значение, что указывает на отсутствие притока с этой стороны. В направлении этой стороны необходимо переместить потокоразделяющий ряд и снова выполнить расчеты.

В заключение отметим, что рассмотрение дано применительно к фильтрации однородной (одинаковой плотности и вязкости) несжимаемой жидкости в однородном по проницаемости и анизотропном плоском пласте к совершенным скважинам при одинаковых условиях (дебитах и забойных давлениях) работы скважин в пределах каждого ряда. Метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений можно применять при граничных положениях ВНК, т. е. когда в пласте движется только нефть или только вода (после полного обводнения). На использовании метода эквивалентных фильтрационных сопротивлений основаны методики ВНИИ-1, ТатНИПИнефть и др.

Основы теории поршневого вытеснения нефти водой

Поршневое вытеснение нефти — это идеальный случай вытеснения нефти, когда в пласте между нефтью и водой образуется четкая граница раздела, впереди которой движется только нефть, а позади — только вода, т. е. текущий ВНК совпадает с фронтом вытеснения.

Рассмотрим процесс поршневого вытеснения нефти водой из прямолинейного однородного пласта проницаемостью k , пористостью m , толщиной h , шириной B и длиной L_k . Начальное положение ВНК определяется координатой L_0 , а текущее в момент времени t — координатой $x(t)$, где соответствующие давления составляют p_0 и p . На пласт создан постоянный перепад давления $\Delta p = p_k - p_r$, где p_k , p_r — постоянные давления соответственно на контуре пласта и на галерее (остальные поверхности непроницаемые). Жидкости считаем несжимаемыми, взаимно нерастворимыми и химически не реагирующими одна с другой и с пористой средой. Полагаем, что плоскость контакта нефти и воды вертикальная. Это справедливо для случая либо предельно анизотропного пласта (проницаемость в вертикальном направлении равна нулю), либо равной плотности нефти и воды. Различны только вязкости нефти μ_n и воды μ_b . В пласте выделяются водяная, заводненная и нефтяная зоны. В первых двух движется вода, а в третьей — нефть. До начала вытеснения насыщенность неподвижной связанной водой в нефтяной зоне составляла $s_{св}$. В заводненной зоне остаточная нефтенасыщенность остается постоянной и равной $s_{он}$, а связанная вода неподвижна и смешивается с закачиваемой водой. Тогда в силу несжимаемости и неразрывности потока скорости фильтрации во всех трех зонах будут одинаковыми, т. е.

$$v = \frac{k(p_k - p_0)}{\mu_b L_0} = \frac{k k_b (p_0 - p)}{\mu_b (x - L_0)} = \frac{k k_n (p - p_r)}{\mu_n (L_k - x)}, \quad (2.48)$$

где k_b , k_n — относительные проницаемости для воды и нефти.

Применяя правило производных пропорций, исключаем неизвестные давления p_0 , p и окончательно имеем выражение скорости фильтрации

$$v = \frac{k(p_k - p_r)}{\mu_b L_0 + \frac{\mu_b}{k_b}(x - L_0) + \frac{\mu_n}{k_n}(L_k - x)}, \quad (2.49)$$

а также расхода жидкости

$$q = v B h = \frac{k(p_k - p_r) B h}{\left(\mu_b - \frac{\mu_n}{k_b}\right) L_0 + \frac{\mu_n}{k_n} L_k - \left(\frac{\mu_n}{k_n} - \frac{\mu_n}{k_b}\right) x}. \quad (2.50)$$

Отсюда следует, что скорость фильтрации и расход изменяются с перемещением ВНК, т. е. во времени. Следовательно, не смотря на постоянство перепада давления Δp движение жидкости неустановившееся. При $\mu_n > \mu_v$ точнее $\mu_n/k_n > \mu_v/k_v$, скорость v и расход q увеличиваются во времени. Это объясняется уменьшением знаменателя (в общем фильтрационного сопротивления).

Допустим, что положение ВНК не параллельно галерее (искривлено). Из формул (2.49) и (2.50) следует, что чем больше L_0 , тем больше v и q . Значит, в тех сечениях, где L_0 больше или граница раздела ближе к галерее, будет происходить опережающее перемещение ВНК и дальнейшее искривление линии раздела. Отсюда приходим к выводу, что если на границе раздела образовался «язык обводнения», то в дальнейшем он не только не исчезает, но еще больше вытягивается, продвигаясь с ббльшей скоростью. Искривленное, вернее горизонтальное положение ВНК по отношению к галерее, отмечается в наклонных пластах, что приводит к более быстрому обводнению галереи по подошве пласта. В реальных условиях неизбежны возмущения на границе раздела (например, изменение проницаемости) и образование «языков обводнения», т. е. проявляется *вязкостная неустойчивость вытеснения*. Если движение образовавшихся «языков обводнения» замедляется, то такое перемещение границы раздела называют устойчивым. Как известно из подземной гидрогазодинамики, оно возможно в первом приближении при условии, что скорость фильтрации нефти на границе раздела

$$v_n \leq \frac{k k_n}{\mu_n - \mu_v} (\rho_v - \rho_n) g \sin \alpha_n, \quad (2.51)$$

где ρ_v , ρ_n — плотность соответственно нефти и воды; g — ускорение свободного падения; α_n — угол наклона пласта к горизонту.

Поскольку движение жидкостей неустановившееся, то это вызывает изменение давления в разных точках пласта. В случае сжимаемых жидкостей такое перераспределение давления приводит к изменению скоростей движения.

Время перераспределения давления за счет сжимаемости жидкостей существенно меньше, чем время вытеснения, поэтому влиянием сжимаемости на процесс вытеснения можно пренебречь.

Определим закон движения границы раздела $x = x(t)$. Не нарушая общности рассуждений, с методических позиций в дальнейшем примем $L_0 = 0$. Это соответствует случаю, например, бло-

кового заводнения. Тогда формулы скорости фильтрации и расхода упростятся и примут вид:

$$v = \frac{k(p_K - p_r)}{\frac{\mu_H}{k_H} L_K - \left(\frac{\mu_H}{k_H} - \frac{\mu_B}{k_B} \right) x}; \quad (2.52)$$

$$q = \frac{k(p_K - p_r) B h}{\frac{\mu_H}{k_H} L_K - \left(\frac{\mu_H}{k_H} - \frac{\mu_B}{k_B} \right) x}. \quad (2.53)$$

Из соотношения скорости фильтрации v и средней скорости движения w находим

$$v = m(1 - s_{св} - s_{0H}) w = m(1 - s_{св} - s_{0H}) \frac{dx}{dt}, \quad (2.54)$$

откуда

$$dt = \frac{m(1 - s_{св} - s_{0H})}{v} dx = \frac{m(1 - s_{св} - s_{0H})}{k(p_K - p_r)} \times \\ \times \left[\frac{\mu_H}{k_H} L_K - \left(\frac{\mu_H}{k_H} - \frac{\mu_B}{k_B} \right) x \right] dx. \quad (2.55)$$

Интегрируя уравнение (2.55) в пределах от 0 до t и от 0 до x , имеем

$$t = \frac{m(1 - s_{св} - s_{0H})}{k(p_K - p_r)} \left[\frac{\mu_H}{k_H} L_K x - \left(\frac{\mu_H}{k_H} - \frac{\mu_B}{k_B} \right) \frac{x^2}{2} \right], \quad (2.56)$$

откуда

$$x = \frac{\mu_H L_K}{k_H \left(\frac{\mu_H}{k_H} - \frac{\mu_B}{k_B} \right)} [1 - \sqrt{1 - akt}], \quad (2.57)$$

где

$$a = \frac{2k_H^2 \left(\frac{\mu_H}{k_H} - \frac{\mu_B}{k_B} \right) (p_K - p_r)}{\mu_H^2 L_K^2 m (1 - s_{св} - s_{0H})}.$$

Перед квадратным корнем принят знак минус из физических соображений, что легко установить при $t=0$, когда $x=0$. Из уравнения (2.56) при $x=L_K$ получаем формулу для определения времени полного обводнения пласта (мгновенного обводнения продукции пласта)

$$t_{обв} = \frac{m(1 - s_{св} - s_{0H}) L_K^2}{2k(p_K - p_r)} \left(\frac{\mu_H}{k_H} + \frac{\mu_B}{k_B} \right). \quad (2.58)$$

Изложенное можно распространить на слоисто-неоднородный пласт, полагая, что рассмотрен один из пропластков такого пласта. Допустим, что слоистый пласт состоит из множества изолированных пропластков (не сообщающихся между собой вдоль пласта). Мысленно сложим их в «штабель», начиная с пропластка с наибольшей проницаемостью. Тогда в соответствии с формулой любого закона распределения проницаемости суммарную толщину h_k пропластков, проницаемость каждого из которых не меньше значения k , можно записать

$$h_k/h = F(k), \quad (2.59)$$

где h — общая толщина всех пропластков в «штабеле»; $F(k)$ — закон (или функция) вероятностно-статистического распределения проницаемости.

Дифференцируя уравнение (2.59), имеем

$$\frac{dh_k}{h} = F'(k) dk = f(k) dk, \quad (2.60)$$

где $f(k) = F'(k)$ — плотность вероятностно-статистического распределения проницаемости.

Считаем, что расход жидкости dq через слой с проницаемостью k и толщиной dh_k в соответствии с формулой (2.53) можно записать

$$dq = \frac{k(p_k - p_r) B dh_k}{\frac{\mu_n}{k_n} L_k - \left(\frac{\mu_n}{k_n} - \frac{\mu_b}{k_b} \right) x}. \quad (2.61)$$

С учетом уравнений (2.57) и (2.60) окончательно находим

$$dq = \frac{k(p_k - p_r) B h_k f(k) dk}{\mu_n L_k \sqrt{1 - a k t}}. \quad (2.62)$$

Принимаем, что к моменту времени $t = t_{обв}$ обводнились слои с проницаемостью $k \geq k_{обв}$. Согласно теории поршневого вытеснения из них поступает только вода. Из слоев с проницаемостью $k < k_{обв}$ пока еще добываем нефть. Тогда для расхода нефти из слоистого пласта на основе формулы (2.62) можно записать

$$q_n(t) = \frac{(p_k - p_r) B h k_n}{\mu_n L_k} \int_0^{k_{обв}} \frac{k f(k) dk}{\sqrt{1 - a k t}}. \quad (2.63)$$

Для определения расхода воды через обводнившийся слой необходимо в формулу (2.62) вместо t подставить $t_{обв}$. Тогда

аналогично записываем формулу для расхода воды из слоистого пласта

$$q_v(t) = \frac{(p_k - p_r) B h k_v}{\mu_v L_k} \int_{k_{обв}}^{\infty} k f(k) dk. \quad (2.64)$$

Выше условно принято, как обычно для моделей слоисто-неоднородного пласта, что слои могут иметь бесконечно большую проницаемость. Для расчета следует задаваться величиной $k_{обв}$, по формуле (2.58) определять момент обводнения слоя с проницаемостью $k = k_{обв}$ и затем при известной плотности вероятностно-статистического распределения абсолютной проницаемости по формулам (2.63) и (2.64) вычислять расходы $q_n(t)$ и $q_v(t)$. В отличие от рассмотренного выше однородного пласта в данном случае добываемая продукция обводняется постепенно.

Аналогично можно рассмотреть поршневое вытеснение из слоисто-неоднородного пласта при радиальном течении потока. Такая задача, а также задача поршневого вытеснения при заданном расходе жидкости (при переменном во времени перепаде давления Δp) рассмотрена в учебнике Ю. П. Желтова [2].

Основы теории непоршневого вытеснения нефти водой

Непоршневое вытеснение нефти — это вытеснение, при котором за его фронтом движутся вытесняющий и вытесняемый флюиды, т. е. за фронтом вытеснения происходит многофазная фильтрация.

Вопросы вытеснения нефти водой изучались многими исследователями. Механизм вытеснения нефти водой из микронеоднородных гидрофильных пористых сред можно представить так (по М. Л. Сургучеву). В чисто нефтяной зоне пористой среды перед фронтом внедрения воды движение нефти происходит непрерывной фазой под действием гидродинамических сил. По крупным поровым каналам нефть движется быстрее, чем по мелким. На фронте внедрения воды в нефтяную зону, в масштабе отдельных пор, движение воды и нефти полностью определяется капиллярными силами, так как они превосходят гидродинамические силы на малых отрезках пути. Вода под действием капиллярных сил устремляется с опережением преимущественно в мелкие поры, вытесняя из них нефть в смежные крупные поры до тех пор, пока разобщенные крупные поры не окажутся со всех сторон блокированными водой. Если крупные поры образуют непрерывные каналы, то вода по ним будет двигаться с опережением. Тем не менее отставшая нефть из мелких пор под действием капиллярных сил также переместится в уже обводненные крупные поры и останется в них в виде отдельных глобул.

Таким образом, мелкие поры оказываются заводненными, а крупные остаются в разной степени нефтенасыщенными. В масштабе большой зоны пористой среды, между передним фронтом внедряющейся воды и задним фронтом подвижной нефти, водонасыщенность пласта вдоль потока уменьшается от предельной водонасыщенности при неподвижной нефти до некоторой фронтальной водонасыщенности. В этой зоне идет совместная фильтрация воды и нефти. Вода движется по непрерывным заводненным каналам, обтекая уже блокированную нефть в крупных порах, а нефть перемещается в заводненной части среды. Соотношение скоростей движения воды и нефти определяется распределением пор по размерам, водонасыщенностью и объемом нефти, блокированной в крупных порах заводненной части среды, а также распределением пор, объемом нефти и связанной воды в нефтенасыщенной части среды. В интегральном виде эти условия фильтрации воды и нефти выражаются кривыми фазовых (или относительных) проницаемостей.

За задним фронтом подвижной нефти нефтенасыщенность обусловлена наличием нефти в разрозненных, крупных, блокированных водой порах. Непрерывных, нефтенасыщенных каналов, вплоть до добывающих скважин, в этой зоне нет, нефть является остаточной, неподвижной. Но нефть в глобулах не теряет способности двигаться при устранении капиллярных сил.

Если пористая среда обладает частичной гидрофобностью, что характерно практически для всех нефтеносных пластов, то остаточная нефть может оставаться в порах также в виде пленки.

В гидрофобных коллекторах, которые на практике встречаются редко, связанная вода распределена прерывисто и занимает наиболее крупные поры. Закачиваемая вода смешивается со связанной водой и остается в крупных порах. Остаточная же нефть остается в виде пленки в крупных порах и в порах меньшего размера. Она также не теряет способности двигаться при устранении капиллярных сил. На этом основаны теории методов увеличения нефтеотдачи пластов.

В заводненной зоне гидрофильного пласта остается рассеянной 20—40 % нефти от первоначального ее содержания в зависимости от проницаемости, распределения размеров пор и вязкости нефти, а в гидрофобном пласте — уже 60—75 %.

Многофазная фильтрация с учетом всех влияющих факторов представляет собой весьма сложную задачу. Приближенную математическую модель совместной трехфазной фильтрации нефти, газа и воды предложили М. Маскет и М. Мерес (1936 г.), которые считают, что углеводороды представлены жидкой и газовой фазами, переход между ними подчиняется линейному закону Генри, движение изотермическое, а капиллярными силами

можно пренебречь. Модель двухфазной фильтрации без учета капиллярных сил рассматривали С. Баклей и М. Леверетт (1942 г.). В 1953 г. Л. Рапопорт и В. Лис предложили модель двухфазной фильтрации с учетом капиллярных сил.

Согласно наиболее простой модели Баклея — Леверетта непоршневое вытеснение, как известно из подземной гидрогазодинамики, описывается уравнением доли вытесняющей жидкости (воды) в потоке и уравнением скорости перемещения плоскости с постоянной насыщенностью. Рассмотрим прямолинейное вытеснение из однородного пласта при движении несжимаемых жидкостей. Доля воды в потоке водонефтяной смеси

$$f(s) = \frac{Q_v}{Q_v + Q_n} = \frac{Q_v}{Q} = \frac{1}{1 + \frac{Q_n}{Q_v}}, \quad (2.65)$$

где $Q = Q_n + Q_v$ — объемный расход смеси, равный сумме расходов воды Q_v и нефти Q_n ; s — насыщенность пор породы подвижной водой.

С учетом уравнений движения воды и нефти

$$Q_v = - \frac{kk_v}{\mu_v} F \frac{\partial p}{\partial x}, \quad (2.66)$$

$$Q_n = - \frac{kk_n}{\mu_n} F \frac{\partial p}{\partial x} \quad (2.67)$$

уравнение доли воды примет вид

$$f(s) = \frac{1}{1 + \frac{1}{\mu_0} \frac{k_n}{k_v}}, \quad (2.68)$$

где k_n , k_v — относительные проницаемости соответственно для нефти и воды; F — площадь фильтрации; $\partial p / \partial x$ — градиент давления; $\mu_0 = \mu_n / \mu_v$ — отношение вязкостей нефти μ_n и воды μ_v .

Из уравнения (2.65) имеем

$$Q_v = f(s) Q \quad (2.69)$$

или после дифференцирования при $Q = Q(t)$

$$\frac{\partial Q_v}{\partial x} = \frac{df(s)}{ds} \frac{\partial s}{\partial x} Q. \quad (2.70)$$

Условие $Q=Q(t)$ следует из уравнений неразрывности потоков воды и нефти

$$\frac{\partial Q_{\text{в}}}{\partial x} = -mF \frac{\partial s}{\partial t}, \quad (2.71)$$

$$\frac{\partial Q_{\text{н}}}{\partial x} = mF \frac{\partial s}{\partial t}, \quad (2.72)$$

складывая которые, имеем

$$\frac{\partial Q_{\text{в}}}{\partial x} + \frac{\partial Q_{\text{н}}}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial x} (Q_{\text{в}} + Q_{\text{н}}) = 0, \quad (2.73)$$

$$Q_{\text{в}} + Q_{\text{н}} = Q(t), \quad (2.74)$$

где m — пористость пласта; t — продолжительность вытеснения.

Уравнение (2.74) показывает, что расход смеси не изменяется по координате x , так как нефть и вода приняты за несжимаемые жидкости.

Подставляя уравнение (2.71) в выражение (2.70), получаем

$$\frac{df(s)}{ds} \frac{\partial s}{\partial x} Q + mF \frac{\partial s}{\partial t} = 0. \quad (2.75)$$

В любой фиксированной точке пласта насыщенность s изменяется, а точки с фиксированным значением насыщенности $s = \text{const}$ перемещаются со временем вдоль пласта в направлении движения жидкостей, тогда

$$ds = \frac{\partial s}{\partial t} dt + \frac{\partial s}{\partial x} dx = 0, \quad (2.76)$$

откуда

$$\frac{dx}{dt} = - \frac{\partial s}{\partial t} / \frac{\partial s}{\partial x}. \quad (2.77)$$

Из уравнения (2.75) получаем

$$\frac{df(s)}{ds} \frac{Q}{mF} = - \frac{\partial s}{\partial t} / \frac{\partial s}{\partial x}. \quad (2.78)$$

Приравнявая выражения (2.77) и (2.78), получаем уравнение движения точки x (плоскости) с некоторой постоянной насыщенностью $s = \text{const}$, называемой характеристикой

$$\frac{dx}{dt} = \frac{Q}{mF} \frac{df(s)}{ds}. \quad (2.79)$$

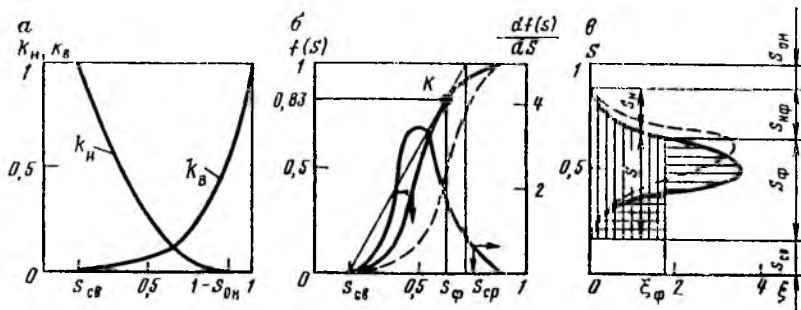


Рис. 2.2. Зависимости относительных проницаемостей (а), доли воды $f(s)$, $df(s)/ds$ от водонасыщенности s пласта (б) и водонасыщенности s от безразмерной координаты ζ (в)

Решение уравнения (2.79) при отсутствии подвижной воды в пласте в начальный момент времени можно записать так:

$$\frac{df(s)}{ds} = \frac{mV}{Q_{\Sigma}(t)} \quad (2.80)$$

или

$$\frac{df(s)}{ds} = \zeta, \quad (2.81)$$

где $Q_{\Sigma}(t) = \int_0^t Q(t) dt$ — суммарное количество вторгшейся в пласт воды; $V = Fx$ — объем пласта; $\zeta = \frac{mV}{Q_{\Sigma}(t)}$ — безразмерная пространственная координата.

Имея экспериментальные зависимости относительных проницаемостей $k_n(s)$ и $k_b(s)$ от водонасыщенности s (рис. 2.2, а), можно построить сначала, используя уравнение (2.68), функцию $f(s)$, затем графическим дифференцированием — $\frac{df(s)}{ds}$

(рис. 2.2, б). Так как $\frac{df(s)}{ds} = \zeta$, то соответственно имеем сразу график распределения насыщенности s пласта подвижной водой вдоль безразмерной координаты ζ (рис. 2.2, в), который идентичен графику рис. 2.2, б. Из рис. 2.2, в видно, что насыщенность в каждой точке пласта $\zeta = \frac{mFx}{Q_{\Sigma}(t)}$ в каждый момент времени t является двузначной. Физически такое абсурдно — в каждой точке в каждый момент времени должна существовать только одна вполне определенная насыщенность. Отсюда следует, что зависимость s от ζ справедлива только до некоторого значения $\zeta = \zeta_{\Phi}$ и при ζ_{Φ} значение s должно изменяться скачком

от $s=s_{\Phi}$ до $s=s_{св}$, где $s_{св}$ — содержание связанной воды. Таким образом, для устранения двузначности допускаем существование скачка насыщенности и вводим понятие фронта вытеснения, а безразмерная координата ζ_{Φ} является координатой фронта вытеснения. Можно показать, что

$$s_{\Phi} = \frac{f(s_{\Phi})}{df(s_{\Phi})/ds}, \quad (2.82)$$

откуда

$$df(s_{\Phi})/ds = f(s_{\Phi})/s_{\Phi}. \quad (2.83)$$

Соотношение (2.83) выражает тангенс угла наклона касательной к кривой $f(s)$, проведенной из точки $s=s_{св}$, тогда абсцисса точки касания K будет равна s_{Φ} . Графически ζ_{Φ} и s_{Φ} можно определить из условия равенства площадей, заштрихованных на рис. 2.2, в горизонтальными линиями. Отметим, что на рис. 2.2, в $s_{н}$ и $s_{н\Phi}$ обозначают насыщенность породы подвижной нефтью в водонефтяной зоне и на фронте вытеснения.

Средняя водонасыщенность в зоне вытеснения до прорыва воды из пласта равна нефтеотдаче, точнее коэффициенту вытеснения, который можно представить так:

$$\eta_{в} = \frac{1}{\zeta_{\Phi}} \int_0^{\zeta_{\Phi}} (s - s_{св}) d\zeta. \quad (2.84)$$

Равенство объемов закачанной в пласт воды и вытесненной оттуда нефти можно записать:

$$\int_0^{mV_{\Phi}} (s - s_{св}) d(mV) = Q_{\Sigma}, \quad (2.85)$$

откуда

$$\int_0^{\zeta_{\Phi}} (s - s_{св}) d\left(\frac{mV}{Q_{\Sigma}}\right) = 1, \quad (2.86)$$

т. е. интеграл в уравнении (2.86) (площадь, заштрихованная на рис. 2.2, в вертикальными линиями) равен единице. Здесь V_{Φ} — объем пласта в зоне вытеснения, а $\zeta_{\Phi} = mV_{\Phi}/Q_{\Sigma}$. Тогда

$$\eta_{в} = 1/\zeta_{\Phi} \quad (2.87)$$

или

$$\eta_{в} = \frac{1}{df(s_{\Phi})/ds}. \quad (2.88)$$

Отсюда, учитывая уравнение (2.83), приходим к выводу, что коэффициент безводной нефтеотдачи увеличивается с уменьше-

нием отношения μ_0 , т. е. с увеличением вязкости вытесняющей фазы и (или) уменьшением вязкости нефти.

Пример. Определить время t_Φ подхода воды к выходу из элемента пласта, обводненность продукции n_Φ и среднюю безводную нефтеотдачу η_Φ . Установить влияние отношения вязкостей нефти и воды на эти показатели. Принять: $L=500$ м, $F=5000$ м² (500 м · 10 м); $m=0,2$; $Q=400$ м³/сут; $\mu_0=5$ и 1 .

Для решения воспользуемся данными Д. А. Эфроса для значений $k_n(s)$, $k_w(s)$, $f(s)$ и $df(s)/ds$, которые представлены на рис. 2.2, а и б (сплошные линии при $\mu_0=5$). Из точки ($s_{св}$; 0) на рис. 2.2, б проводим касательную к линии $f(s)$ и находим $s_\Phi=0,625$ и $s_{ср}=\eta_\Phi=0,71$. Так как $df(s)/ds=\zeta$, то при $s=s_\Phi$ находим $\zeta_\Phi=1,75$, что показано также на рис. 2.2, в (сплошная линия). Поскольку $f(s)$ выражает долю воды в продукции, то на фронте вытеснения при $s=s_\Phi$ по рис. 2.2, б находим $f(s_\Phi)=n_\Phi=0,83$. При $Q=\text{const}$ находим время $t_\Phi=mFL/(Q\zeta_\Phi)=0,2 \cdot 5000 \text{ м}^2 \cdot 500 \text{ м}/(400 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot 1,75)=714$ сут.

Аналогично при $\mu_0=1$ находим $n_\Phi=0,93$; $\eta_\Phi=0,835$; $s_\Phi=0,79$; $\zeta_\Phi=1,58$; $t_\Phi=791$ сут. Зависимости $f(s)$ и $\frac{df(s)}{ds}=\zeta$ при $\mu_0=1$ показаны на рис. 2.2, б и в пунктирными линиями. Из сопоставления линий следует, что при уменьшении μ_0 линии $f(s)$ и $\frac{df(s)}{ds}$ смещаются вправо на рис. 2.2, б и линия $s(\zeta)$ вверх на рис. 2.2, в. Значит, по данным расчета видно, что с уменьшением μ_0 (уменьшением μ_n и (или) увеличением μ_w) увеличиваются η_Φ , n_Φ , t_Φ .

Полученные формулы справедливы в безводный период разработки пласта, когда фронт вытеснения не подошел еще к концу пласта. Продолжительность безводного периода можно определить так. Поскольку $\zeta_\Phi=mV_\Phi/Q_\Sigma$, то при $V_\Phi=FL_\kappa$, где L_κ — длина пласта, найдем

$$Q_\Sigma = mV_\Phi/\zeta_\Phi, \quad (2.89)$$

а по нему в момент времени подхода фронта к концу пласта $t=t_{обв}$.

Для расчетов в водный период, т. е. при $t > t_{обв}$, можно считать, что фронт вытеснения перемещается дальше в фиктивном продолжении пласта. Водонасыщенность составит на фиктивном фронте s_Φ , а при $x=L_\kappa$ величину s_κ . Неизвестную величину s_κ находят по s_Φ , а затем по s_κ вычисляют другие параметры. Подробнее об этом читатель может познакомиться в учебнике Ю. П. Желтова [2] и монографии М. Л. Сургучева [10].

Модель Баклея — Леверетта косвенно учитывает капиллярные силы через фазовые проницаемости. Капиллярные силы более полно учитываются в модели Рапопорта — Лиса через экспериментальную функцию насыщенности (функцию Леверетта). Анализ показывает, что капиллярные силы «размазывают» фронт, поэтому при их учете скачок насыщенности отсутствует и насыщенность изменяется непрерывно до насыщенности связанной водой. Экспериментами было обнаружено, что при постоянной скорости вытеснения распределение насыщен-

ности в переходной области вблизи фронта не меняется со временем, т. е. образуется так называемая *стабилизированная зона*. Она перемещается, не изменяя своей формы.

Экспериментами В. В. Девликамова по вытеснению нефти водой из модели горизонтального однородного пласта установлено, что за счет действия гравитационных сил происходит опережающее продвижение воды вдоль его нижней части, т. е. вертикальный сначала фронт воды растекается в нефтяную часть по подошве пласта и искривляется.

Рассмотренные решения применяются при оценочных расчетах технологических показателей разработки месторождений, а также могут служить тестами при оценке точности численных методов решения более общих задач (неоднородное движение, сжимаемость фаз и др.).

Однако теория непоршневого вытеснения нефти водой разработана только применительно к модели однородного пласта. Реальные пласты неоднородны как по толщине, так и по проницаемости, т. е. проницаемость отдельных слоев изменяется не только при переходе от слоя к слою, но и по длине. Если пласт достаточно хорошо изучен и различие отдельных участков его по площади велико, то его можно разбить на отдельные элементарные объемы прямолинейного пласта длиной l , общей толщиной h и шириной b . Для каждого элементарного объема строится своя модель слоисто-неоднородного пласта. При недостаточной изученности пласта создается единственная модель слоисто-неоднородного пласта для всей залежи в целом. Отметим, что при использовании численных методов пласт также разделяется на некоторое число конечно-разностных ячеек, которое ограничивается вычислительными возможностями ЭВМ и сложностью решаемых задач. Одна ячейка может иметь размеры в несколько десятков и даже сотен метров.

Считается, что каждый элементарный объем состоит из слоев с абсолютной проницаемостью, распределение которой описывается одним из вероятностно-статистических законов. В свою очередь слоистую неоднородность представляется возможным просто и достаточно точно учесть с помощью так называемых *модифицированных относительных проницаемостей*, что позволяет преобразовать слоисто-неоднородный пласт в однородный, а последний рассмотреть совместно с моделью непоршневого вытеснения. В этой связи рассмотрим на простейшем примере принцип построения модифицированных относительных проницаемостей.

Расположим слои в штабель, начиная со слоя с наибольшей проницаемостью ($k \rightarrow \infty$). Так как длина модели l мала по сравнению с размерами пласта, то считаем, что вода мгновенно заполняет каждый слой, начиная со слоя с наибольшей проницаемостью. Принимаем поршневое вытеснение нефти водой из каж-

дого слоя. Таким образом, в какой-то момент времени вытеснение нефти произошло из слоев, суммарная толщина которых составляет h_k , проницаемость каждого из которых не меньше k . В этих слоях фильтруется только вода при наличии остаточной нефтенасыщенности $s_{0н}$. В остальных же слоях движется только нефть; в них содержится связанная вода с насыщенностью $s_{св}$.

Расход воды dq в слой элемента пласта толщиной dh_k при перепаде давления Δp можно записать

$$dq_b = \Delta p k k_b b dh_k / (\mu_b l). \quad (2.90)$$

В полностью водонасыщенный слой пласта (нефтенасыщенность равна нулю) расход воды составил бы

$$dq_{вв} = \Delta p k b dh_k / (\mu_b l). \quad (2.91)$$

С учетом выражения (2.60) эти уравнения можно переписать в виде

$$dq_b = \Delta p k k_b b h f(k) dk / (\mu_b l); \quad (2.92)$$

$$dq_{вв} = \Delta p k b h f(k) dk / (\mu_b l). \quad (2.93)$$

Тогда расходы воды в слои с суммарной толщиной h_k , которой соответствует проницаемость k , и в полностью водонасыщенный пласт с толщиной h будут выражаться интегралами:

$$q_b = \frac{\Delta p b h}{\mu_b l} \int_k^\infty k k_b f(k) dk; \quad (2.94)$$

$$q_{вв} = \frac{\Delta p b h}{\mu_b l} \int_0^\infty k f(k) dk. \quad (2.95)$$

Отсюда модифицированную относительную проницаемость пласта для воды определим в виде

$$\bar{k}_b = q_b / q_{вв} = \int_k^\infty k k_b f(k) dk / \int_0^\infty k f(k) dk. \quad (2.96)$$

Аналогично можно записать модифицированную относительную проницаемость пласта для нефти

$$\bar{k}_n = q_n / q_{нн} = \int_0^k k k_n f(k) dk / \int_0^\infty k f(k) dk. \quad (2.97)$$

В выражениях (2.96) и (2.97) можно принимать различные зависимости относительных проницаемостей k_b и k_n от насыщенностей, которые являются функциями абсолютной проницаемости пласта. Вместе с тем модифицированные относительные проницаемости — это функции *модифицированной водонасыщенности* $\bar{s}$. Объем воды в элементе пласта равен сумме объемов

связанной воды в необводнившихся слоях и воды в обводнившихся слоях, т. е.

$$V_{\text{в}} = m l b h \int_0^k s_{\text{св}} f(k) dk + m l b h \int_k^{\infty} (1 - s_{0\text{н}}) f(k) dk = \\ = m l b h \left[\int_0^{\infty} s_{\text{св}} f(k) dk + \int_k^{\infty} (1 - s_{0\text{н}} - s_{\text{св}}) f(k) dk \right]. \quad (2.98)$$

Так как поровый объем пласта $V_{\text{п}} = m l b h$, то модифицированная водонасыщенность

$$\bar{s} = V_{\text{в}} / V_{\text{п}} = \int_0^{\infty} s_{\text{св}} f(k) dk + \int_k^{\infty} (1 - s_{0\text{н}} - s_{\text{св}}) f(k) dk. \quad (2.99)$$

Модифицированные относительные проницаемости определяют часто путем сопоставления расчетных и фактических данных о процессе заводнения. Они косвенно учитывают также систему разработки, особенности эксплуатации скважин и др. Более подробное изложение и примеры вычислений даны в учебнике [2] и сборнике задач [5].

Основные положения методики определения технологических показателей разработки нефтяных и нефтегазовых залежей (методики ВНИИ-2)

Современные методики определения технологических показателей разработки месторождений основаны на математических моделях многофазной многокомпонентной фильтрации с использованием численных методов на базе мощных ЭВМ. Пример этого — созданная во ВНИИнефть методика расчета технологических показателей разработки нефтяных и нефтегазовых залежей (методика ВНИИ-2). Она пригодна для расчетов при разных режимах (водо-, газонапорном, растворенного газа или их возможных сочетаниях). Методика основана на модели слоисто-неоднородного пласта, сложенного из пропластков, проницаемости которых являются двух- или трехмерным случайным полем. Каждый пропласток характеризуется эффективной проницаемостью

$$k^* = k_0 \left(1 + \frac{v^2}{n} \right)^{-1}, \quad (2.100)$$

где k_0 — средняя проницаемость пропластка; $v = \sqrt{D/k_0}$ — коэффициент вариации проницаемости; D — дисперсия проницаемости; n — размерность случайного поля в пределах пропластка, равная 2 или 3.

Проницаемость принимается по данным изучения керна или геофизических исследований скважин. Для учета отличия мно-

гофазного течения в реальных объектах по сравнению с керном вводятся модифицированные относительные проницаемости. Этим задача фильтрации в неоднородном пласте сводится к эквивалентной задаче для пласта, однородного по толщине. Реальное неоднородное течение жидкости к рядам скважин аппроксимируется квазиодномерным течением, когда реальный поток к каждому из рядов условно разделяется на два простейших: к галерее (прямолинейной или круговой), расположенной на линии ряда скважин, и к каждой из скважин внутри круга с радиусом σ/π , где σ — половина расстояния между скважинами.

Математическая модель процесса совместной трехфазной фильтрации нефти, воды и газа в системе проницаемых галерей (между галереями) представлена *системой уравнений Маскета — Мереса* с источниками и стоками:

$$F \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{ms_n}{b_n} \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{w_n}{b_n} \right) = \sum_j Q_{nj} \delta(x - x_j); \quad (2.101)$$

$$F \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{ms_b}{b_b} \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{w_b}{b_b} \right) = \sum_j Q_{bj} \delta(x - x_j); \quad (2.102)$$

$$F \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{ms_g}{b_g} + \frac{ms_n R_n}{b_b} + \frac{ms_n R_n}{b_n} \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{w_g}{b_g} + \frac{w_b R_n}{b_b} + \frac{w_n R_n}{b_n} \right) = \sum_j Q_{gj} \delta(x - x_j); \quad (2.103)$$

$$w_n = -Fk \frac{f_n}{\mu_n} \left(\frac{\partial p}{\partial x} + g\rho_n \frac{\partial z}{\partial x} \right); \quad (2.104)$$

$$w_b = -Fk \frac{f_b}{\mu_b} \left(\frac{\partial p}{\partial x} + g\rho_b \frac{\partial z}{\partial x} \right); \quad (2.105)$$

$$w_g = -Fk \frac{f_g}{\mu_g} \left(\frac{\partial p}{\partial x} + g\rho_g \frac{\partial z}{\partial x} \right); \quad (2.106)$$

$$s_n + s_b + s_g = 1, \quad (2.107)$$

где n, b, g — индексы, обозначающие нефть, воду и газ; x — координата; t — время; p — давление в пласте; $F(x)$, m , k — соответственно площадь поперечного сечения, пористость и абсолютная проницаемость пласта; для полосообразного и кругового пластов соответственно $F(x) = b(x)h(x)$ и $F(x) = 2\pi xh(x)$; $b(x)$, $h(x)$ — ширина и толщина пласта; s_n, s_b, s_g — насыщенности; $f_n(s_n, s_b)$, $f_b(s_n, s_b)$, $f_g(s_n, s_b)$ — относительные проницаемости; μ_n, μ_b, μ_g — вязкости; ρ_n, ρ_b, ρ_g — плотности; b_n, b_b, b_g — объемные коэффициенты; R_n, R_b — растворимости газа в нефти и воде; w_n, w_b, w_g — фазовые расходы нефти, воды и газа; $z(x)$ — пре-

вышение точки x над некоторой горизонтальной плоскостью; g — ускорение свободного падения; j — номер ряда скважин; x_j — координата j -го ряда; $\delta(x)$ — дельта-функция Дирака; $\delta(x)=1$ при $x=x_j$ и $\delta(x)=0$ при $x \neq x_j$; Q_{nj} , Q_{vj} , Q_{gj} — приведенные к стандартным условиям дебиты нефти, воды и газа для j -го ряда (дебиты положительны для нагнетательных и отрицательны для добывающих рядов).

Уравнения (2.101) — (2.103) — уравнения неразрывности потоков для каждой фазы (законы сохранения массы); уравнения (2.104) — (2.106) — обобщенный закон Дарси для каждой фазы (уравнения движения); уравнение (2.107) — уравнение баланса насыщенности.

Дебиты скважин j -го ряда определяются по формулам:

$$q_{nj} = q_j \varphi_{nj}; \quad q_{vj} = q_j \varphi_{vj}; \quad q_{gj} = q_j \varphi_{gj}, \quad (2.108)$$

где

$$q_j = - \frac{2\pi h_j}{\ln \frac{r_{cj}}{R_{kj}}} \int_{p_{kj}}^{p_{aj}} k \alpha p; \\ \alpha = \frac{f_g}{\mu_g b_g} + \frac{(1 + R_n) f_n}{\mu_n b_n} + \frac{(1 + R_v) f_v}{\mu_v b_v}; \\ \varphi_n = \frac{f_n}{\mu_n b_n} \alpha^{-1}; \quad \varphi_v = \frac{f_v}{\mu_v b_v} \alpha^{-1}; \quad \varphi_g = 1 - \varphi_n - \varphi_v;$$

r_{cj} — радиус скважины; R_{kj} — радиус внутреннего круга в j -м ряду; p_{aj} — заданное забойное давление в скважине; p_{kj} — давление на j -й галерее; n_j — число скважин j -го ряда; k_j , h_j — проницаемость и толщина во внутренней области j -го ряда; φ_n , φ_v , φ_g — доли нефти, воды и газа в потоке.

На контурах скважин и внешних границах задаются соответствующие граничные условия (расходы или давления), а в качестве начальных условий задаются распределения давления и усредненные по толщине насыщенности в начальный момент времени.

Сложная нелинейная система уравнений (2.101) — (2.108) решается методом конечных разностей по схеме сквозного счета. В областях по координате и времени введены две разностные сетки, а задача расщепляется на две: сначала на прежнем уровне определяется давление, а затем на новом уровне — насыщенности. С целью выполнения расчета составлены программы для ЕС ЭВМ. Расчеты выполняются для одного элемента, затем аналогичные показатели элементов с учетом ввода каждого в разработку суммируются по правилу аддитивности.

Результаты сравнения приближенных расчетов для данной гидродинамической модели квазиодномерной фильтрации по

схеме сквозного счета с эталонным (точные решения таких задач получить не удастся) решением двумерной задачи, полученным традиционным конечно-разностным методом, показали достаточную практическую точность. При сопоставлении установлено, что учет неоднородности пласта посредством модифицированных относительных проницаемостей повышает точность расчетов, причем больше, чем двумерность течения.

Методика ВНИИ-2 используется при проектировании разработки месторождений. Например, при составлении проекта разработки Самотлорского месторождения была осуществлена декомпозиция всех объектов на 252 участка. Участки схематизированы прямоугольниками либо круговыми секторами. Скважины в участках сгруппированы в ряды, соответственно параллельные либо concentричные границам участков. По каждому участку проводилась адаптация модели по истории разработки. При этом информация по скважинам выбиралась из исходного банка данных на магнитных носителях для построения функций относительных проницаемостей, определялись удельные коэффициенты приемистости и продуктивности, устанавливалось время работы участков при упругом режиме и т. д. Подбором расчетных параметров и многократным воспроизведением истории разработки добивались совпадения годовой добычи нефти и жидкости по годам, среднего пластового давления в зоне отбора и депрессии по скважинам на последний год истории. Затем проводили прогноз технологических показателей на заданный срок, например, 20 лет. В большинстве расчетов стягивающие (последние) ряды отключали при обводненности 98 %, остальные ряды — при обводненности 90 %. Значительная часть расчетов по Самотлорскому месторождению была выполнена в автоматизированном режиме.

Основные положения приближенной аналитической методики ВНИИ-1

Одной из первых и наиболее широко применяемых методик была методика, предложенная Ю. П. Борисовым и развитая им впоследствии с участием ряда авторов. Эта методика получила название методики ВНИИ-1. В ней сочетаются модели слоисто-неоднородного пласта и непоршневого вытеснения нефти водой.

Пласт представляется набором слоев (трубок тока), простирающихся от начала до конца залежи. Для прерывистого пласта принимаются также более короткие трубки тока, которые представляют линзы и полулинзы. В основу построения модели пласта и методики расчета положен реальный спектр (или гистограмма) проницаемости по объему пласта.

Так как каждая трубка тока неоднородна по проницаемости (включает отдельные участки разной проницаемости), то спектр

распределения проницаемости по объему пласта пересчитывают (перестраивают) приближенным приемом в спектр распределения проницаемости по трубкам тока. Объемы трубок тока принимаются кратными частости, а расходы жидкости через каждую трубку тока — пропорциональными проницаемости этой трубки (при условии равенства размеров и перепада давления на концах трубки). Непоршневое вытеснение нефти из заданного неоднородного пласта учитывается заменой его поршневым вытеснением из преобразованного пласта, спектр распределения проницаемости которого характеризуется функцией

$$f_1(\bar{k}) = f(\bar{k}) \left[1 - \frac{z_\Phi}{1 - s_{св} - s_{0н}} \right] + \frac{z_\Phi}{2(1 - s_{св} - s_{0н})} \times \\ \times \frac{1}{\sqrt{\bar{k}}} \int_{\bar{k}}^{\infty} \frac{f(\bar{k})}{\sqrt{\bar{k}}} d\bar{k}, \quad (2.109)$$

где $f_1(\bar{k})$ — преобразованный спектр, учитывающий характер вытеснения нефти (первый член отражает процесс фронтального вытеснения нефти водой, а второй — ее отмывку); $f(\bar{k})$ — исходный спектр проницаемости; $\bar{k} = k_i/k_{нв}$ — нормированное безразмерное значение проницаемости, взятое как отношение истинной проницаемости k_i к ее наиболее вероятному (модальному) значению $k_{нв}$.

Текущую добычу нефти и воды вычисляют с использованием метода эквивалентных сопротивлений по уравнениям интерференции типа (2.45). При этом внешнее фильтрационное сопротивление от контура питания до первого ряда разбивают на сумму трех сопротивлений соответственно для водяной, водонефтяной с движением воды и нефтяной зон. Сопротивление в водонефтяной зоне умножают на коэффициент α_Φ увеличения фильтрационного сопротивления за счет непоршневого вытеснения нефти водой. На основании экспериментальных данных Ю. П. Борисов установил, что насыщенность породы подвижной нефтью на фронте вытеснения при $1 \leq \mu_0 \leq 10$ можно определить по формуле

$$z_\Phi = 0,1 \sqrt{\frac{\mu_0}{1,5(1 - s_{св} - s_{0н}) - z_\Phi}}, \quad (2.110)$$

а коэффициент α_Φ — по формулам:
при полосообразной залежи

$$\alpha_\Phi = 1,7 + 8z_\Phi + 25z_\Phi^2; \quad (2.111)$$

при круговой залежи и вытеснении по направлению к центру залежи

$$\alpha_{\Phi} = 1,7 + 8z_{\Phi}\varphi_1\left(\frac{R_{\Phi}}{R_n}\right) + 25z_{\Phi}^2\varphi_2\left(\frac{R_{\Phi}}{R_n}\right), \quad (2.112)$$

где μ_0 — отношение вязкостей нефти и воды; R_n — радиус начального контура нефтеносности; R_{Φ} — радиус текущего положения водонефтяного контакта; φ_1, φ_2 — функции отношения R_{Φ} и R_n . Задаваясь рядом различных положений фронта ВНК, определяют соответствующие им мгновенные дебиты скважин. Если текущий ВНК занимает положение ряда скважин, то расчеты для данного положения выполняют дважды: для работающего и отключенного рядов.

Если задан дебит залежи или скважин, то мгновенные значения забойных давлений определяют по таким же уравнениям интерференции, только предварительно вычисляют положение ВНК для полосообразной и круговой залежи соответственно по формулам:

$$L_{\Phi} = L_n + \frac{1}{s_n h m \delta_n} \int_0^t Q_{\Sigma}(t) dt, \quad (2.113)$$

$$R_{\Phi}^2 = R_n^2 - \frac{1}{\pi h m \delta_n} \int_0^t Q_{\Sigma}(t) dt, \quad (2.114)$$

где $\delta_n = 1 - s_{св} - s_{0н} - \frac{2}{3} z_{\Phi}$ — коэффициент использования объема пор с учетом неполноты вытеснения нефти водой в зоне водонефтяной смеси.

Так как δ_n представляет собой часть порового объема, из которого нефть вытеснена водой до фронта вытеснения, то делением на первоначальное содержание нефти $(1 - s_{св})$ получают коэффициент вытеснения в водонефтяной зоне

$$\eta_v = \frac{\delta_n}{1 - s_{св}} = \frac{1 - s_{св} - s_{0н} - \frac{2}{3} z_{\Phi}}{1 - s_{св}}. \quad (2.115)$$

Для расчета продолжительности процесса разработки принимают, что отобранный объем нефти при расходе $Q_{сум}(R_{\Phi})$ за определенный промежуток времени t равен изменению запасов нефти в пласте, тогда

$$t = 2\pi h m \delta_n \int_{R_{\Phi}}^{R_n} \frac{R_{\Phi} dR_{\Phi}}{Q_{сум}(R_{\Phi})}. \quad (2.116)$$

Аналогично можно записать для полосообразной залежи. Зная мгновенные значения дебитов и соответствующее им время,

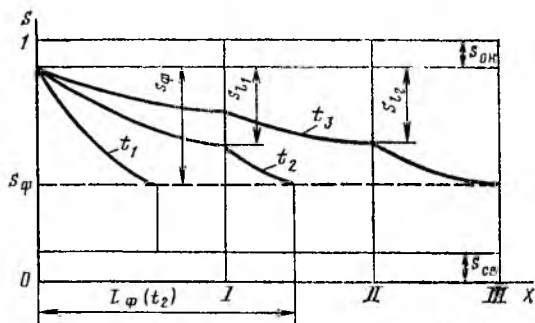


Рис. 2.3. Кривые распределения насыщенностей пласта в многорядной системе скважин на моменты времени t_1, t_2, t_3 , (по В. С. Орлову).
I, II, III — ряды скважин

можно построить зависимости их во времени и определить накопленную добычу нефти во времени $Q_{\text{нн}}(t)$. Отношением $Q_{\text{нн}}(t)$ к балансовым запасам $V_{\text{бал}}$ определяют текущую нефтеотдачу $\eta(t)$.

Выше принято, что по мере подхода фронта вытеснения к ряду скважин ряд отключается независимо от обводненности продукции его скважин. Установлено, что скважины внешних рядов целесообразно эксплуатировать до достижения очень высокой обводненности продукции (90—95 %). Для учета продолжающейся эксплуатации скважин в многорядных системах принимают, что зависимость насыщенности s от координаты x после прорыва воды в i -й ряд скважин имеет такой же параболический характер, как и до прорыва воды в первый ряд. Вершина этой параболы будет перемещаться по линии размещения рядов скважин в зависимости от положения фронта вытеснения (рис. 2.3). Тогда расчеты выполняют аналогично, только внутренние и внешние сопротивления в водонефтяной зоне умножают на коэффициент $\alpha_{\text{ф}}$, который определяют по насыщенностям z_{i_i} на линиях рядов. Последние вычисляют в зависимости от суммарного количества жидкости, прошедшей через линию данного ряда.

Для определения нефтеотдачи строится функция

$$F_1(\bar{k}) = \int_0^{\bar{k}} [1 - \Phi(\bar{k})] d\bar{k}, \quad (2.117)$$

где $\Phi(\bar{k})$ — доля числа трубок потока, имеющих проницаемость от 0 до $\bar{k}$ от общего числа трубок:

$$\Phi(\bar{k}) = \frac{\int_0^{\bar{k}} f_1(\bar{k}) d\bar{k}}{\int_0^{\infty} f_1(\bar{k}) d\bar{k}}. \quad (2.118)$$

Для определения содержания нефти и воды в потоке, проходящем через заданное сечение, строится функция

$$F_2(\bar{k}) = \frac{\int_0^{\bar{k}} f_1(\bar{k}) \bar{k} d\bar{k}}{\int_0^{\infty} f_1(\bar{k}) \bar{k} d\bar{k}}, \quad (2.119)$$

характеризующая текущий расход жидкости через совокупность трубок тока с проницаемостью от 0 до $\bar{k}$, в долях от общего текущего расхода жидкости (через все трубки тока).

Функция $F_2(\bar{k})$ непосредственно выражает долю нефти в продукции $F_2(\bar{k}) = Q_n / (Q_n + Q_w) = Q_n / Q$, тогда доля воды $n_w = 1 - F_2(\bar{k})$.

Добыча нефти по каждому работающему в момент времени t ряду

$$Q_{nj}(t) = F_2[\bar{k}_j(t)] Q_j(t), \quad (2.120)$$

где $Q_j(t)$ — дебит жидкости этого ряда в момент времени t ;

$\bar{k}_j(t) = \delta_n F(\infty) \sum_{i=1}^{i=j} \frac{V_i}{Q_i(t)}$ ($F_1(\infty)$ — значение вспомогательной

функции $F_1(k)$ при $k = \infty$; V_i — объем порового пространства, заключенный между сечениями i - и $i-1$ -го рядов; $Q_i(t)$ — полное количество жидкости, прошедшей с начала разработки к моменту t через сечение i -го ряда; $Q_i(t) = \sum_{\lambda=i}^N \int_0^t Q_\lambda(t) dt$).

Затем определяют долю воды в продукции и добычу воды во времени. Если заданы забойные давления, то необходимые для расчетов дебиты и отборы определяют по уравнениям интерференции для однородного пласта, при этом средняя эффективная проницаемость этого расчетного однородного пласта

$$\bar{k}_{\text{ср}} = \frac{\int_0^{\infty} \bar{k} f(\bar{k}) d\bar{k}}{\int_0^{\infty} f(\bar{k}) d\bar{k}}. \quad (2.121)$$

По вспомогательной функции $F_1(\bar{k})$ определяется коэффициент нефтеотдачи пласта

$$\eta = \eta_n \frac{F_1(\bar{k}_j) - F_1(\bar{k}_{j-1})}{\bar{k}_j(t) - \bar{k}_{j-1}(t)}, \quad (2.122)$$

где $\bar{k}_j(t)$ и $F_1(\bar{k}_j)$, $\bar{k}_{j-1}(t)$ и $F_1(\bar{k}_{j-1})$ — значения аргумента и функции в момент времени t для j - и $(j-1)$ -го сечений участка;

$\eta_n = (1 - S_{св} - S_{он}) / (1 - S_{св})$ — потенциально возможная нефтеотдача в малом образце данного пласта, достигаемая при бесконечно долгой его промывке водой и обусловленная микroneоднородностью породы; она близка к коэффициенту вытеснения, полученному в лабораторных условиях при достаточно длительной (но не бесконечной) промывке.

Если сопоставить формулы (2.122) и (1.9), то установим, что второй множитель в формуле (2.122) учитывает неполноту промывки водой макroneоднородного (по проницаемости) продуктивного пласта, возможное образование малопромытых застойных зон в неоднородном непрерывном пласте и равен коэффициенту охвата пласта заводнением η_0 .

Для прерывистого пласта распределение трубок тока по залежи определяют по картам распространения слоев, прослоев или зональных интервалов. «Сложив» карты по всем слоям, строя расчетную модель прерывистого пласта. Для нее с учетом доли каждого слоя в общем объеме рассчитывают коэффициент λ_n охвата пласта процессом вытеснения, обусловленный прерывистостью и линзовидностью. Тогда коэффициент нефтеотдачи

$$\eta = \eta_n \eta_0 \lambda_n. \quad (2.123)$$

При расчете закачки воды определяют объем закачки, приемистость нагнетательных скважин и их число. Объем закачки зависит от запроектированного отбора жидкости и *среднего давления $\bar{p}_n$ на линии нагнетания*, под которым понимают среднее интегральное давление вдоль этой линии, обеспечивающее замену фактической системы размещения нагнетательных скважин расположенной на ее месте равнодебитной нагнетательной галереей. При законтурном или приконтурном заводнении давление $\bar{p}_n$ может быть равно (наиболее часто применяется), больше или меньше (очень редко применяется) начального пластового давления $p_{пл}^{нач} = p_k$. Тогда суммарный расход закачиваемой воды $Q_{нв}$ при установившемся процессе можно записать из балансового соотношения соответственно для этих случаев:

$Q_{нв} = \sum_{i=1}^N Q_i$; $Q_{нв} = \sum_{i=1}^N Q_i + Q_{ут}$; $Q_{нв} = \sum_{i=1}^N Q_i - Q_{пр}$, где Q_i — дебит скважин i -го ряда, определяемый по уравнениям интерференции; N — число рядов добывающих скважин; $Q_{ут}$, $Q_{пр}$ — расход утечек закачиваемой воды в законтурную область и притока законтурной пластовой воды в залежь. Утечка воды в законтурную область зависит от перепада (репрессии) давления ($\bar{p}_n - p_k$), коллекторских и упругих свойств, строения пласта в законтурной области. Если за линией нагнетания в стороне, противоположной залежи, имеется тектоническое нарушение или

литологическое замещение коллектора непроницаемыми породами, то $Q_{yt}=0$. Утечку (приток) воды можно оценить по формулам для упруговодонапорного режима (см. § 2.3). Если задан график закачки во времени, что может быть обусловлено строительством и расширением системы ППД, то определяют $\tilde{p}_n(t)$, заменяя нагнетательные скважины нагнетательной галереей и все работающие ряды добывающих скважин эквивалентной добывающей галереей.

Средняя приемистость нагнетательной скважины

$$q_n = \frac{2\pi k'_v h (p_{зн} - \tilde{p}_n)}{\mu_v z_3 \ln \frac{\sigma_n}{\pi r_c}}, \quad (2.124)$$

где k'_v — фазовая проницаемость для воды в призабойной зоне нагнетательной скважины (при внутриконтурном заводнении обычно $k'_v = (0,5-0,6) k$; z_3 — коэффициент, учитывающий загрязнение призабойной зоны нагнетательной скважины (определяется по данным опытной закачки) или по промысловым данным, полученным на аналогичных месторождениях); r_c — радиус нагнетательной скважины; σ_n — половина расстояния между нагнетательными скважинами; $p_{зн} = p_{нас} + H\rho_v g - p_{тр}$ — давление на забое нагнетательной скважины; H — средняя глубина скважин; $p_{нас}$ — давление на выкиде насосов; $p_{тр}$ — потери давления на трение в водоводах и в стволе скважины.

В уравнении неизвестны q_n и σ_n . Так как $q_n = Q_{nv}/n_{нс}$, $2\sigma_n = B_{лн}/n_{нс}$, то уравнение (2.144) преобразуют к виду

$$n_{нс} = \frac{Q_{nv} \mu_v z_3}{2\pi k h (p_{зн} - \tilde{p}_n)} \left(\ln \frac{B_{лн}}{2\pi r_c} - \ln n_{нс} \right), \quad (2.125)$$

откуда графоаналитическим методом или путем последовательных приближений находят число скважин $n_{нс}$, где $B_{лн}$ — длина линии нагнетания. Затем определяют q_n и $2\sigma_n$.

Технологические показатели совместной работы рядов добывающих и нагнетательных скважин при законтурном или приконтурном заводнении можно рассчитать также по уравнениям интерференции типа (2.45), учитывая в схеме сопротивлений нагнетательные скважины и включая внешнее фильтрационное сопротивление между линией нагнетания и условным контуром питания с радиусом $R_k(t)$. При внутриконтурном заводнении $Q_{yt}=0$, а для определения технологических показателей работы добывающих и нагнетательных рядов составляют систему уравнений интерференции (удобнее по аналогии с первым законом Кирхгофа).

Опыт разработки многих месторождений и результаты теоретических исследований подтвердили обоснованность принципа организации системы заводнения с целью поддержания пласто-

вого давления на уровне, близком к начальному, с самого начала ввода месторождений в промышленную разработку. Однако если начальное пластовое давление $p_{пл}^{нач} = p_k$ и равно давлению насыщения p_n или незначительно его превышает, то при снижении забойного давления p_z ниже p_n в залежи неизбежно развивается режим растворенного газа, который впоследствии переходит в смешанный режим вытеснения газированной нефти водой. Лабораторными и теоретическими исследованиями для идеальных условий было установлено, что с позиций получения приемлемых коэффициентов нефтеотдачи текущее пластовое давление допустимо снижать до $(0,8-0,9) p_n$, а забойное p_z до $0,75 p_n$. Эти особенности следует учитывать при расчете показателей разработки месторождений.

Из подземной гидрогазодинамики известно, что расчет установившейся фильтрации газированной нефти можно свести к расчету установившейся фильтрации несжимаемой жидкости вводом функции Христиановича или фиктивной вязкости нефти. Тогда расчеты выполняют аналогично с использованием метода эквивалентных сопротивлений, только в них вводят вместо истинной вязкости нефти μ_n фиктивную вязкость $\mu_f = \mu_n(p_n) b_n(p_n) / A_{нг}$, коэффициент увеличения фильтрационного сопротивления в зоне вытеснения $f(\mu_0, s_{св})$, а также при расчете срока разработки вместо коэффициента использования объема пор δ_n записывают среднюю водонасыщенность в зоне вытеснения $s_{ср}(\mu_0, s_{св})$. Здесь $\mu_n(p_n)$, $b_n(p_n)$ обозначают абсолютную вязкость и объемный коэффициент нефти как функции давления насыщения p_n ; $\mu_0 = \mu_v / \mu_n$ — отношение вязкостей воды и нефти; $A_{нг}$ — коэффициент, зависящий от свойств нефти и газа [17].

Расчеты выполняют параллельно при режиме растворенного газа и при режиме вытеснения газированной нефти водой. Критерий перехода с режима растворенного газа на режим вытеснения газированной нефти водой — равенство дебитов при заданных забойных давлениях или равенство забойных давлений при заданных дебитах. Сначала принимают, что все ряды, кроме первого, работают при режиме растворенного газа. Для скважин этих рядов расчеты ведут при режиме растворенного газа, а для первого ряда по уравнениям интерференции с учетом особенностей расчета вытеснения газированной нефти водой определяют его дебит при перемещении ВНК от первоначального положения до линии первого ряда.

Затем принимают, что при напорном режиме вытеснения работает уже два ряда и для них аналогично ведут расчеты. Дебиты скважин при обоих режимах работы изменяются во времени. После того, как дебит скважин второго ряда при режиме растворенного газа станет меньше дебита при напорном ре-

жиге, считают, что второй ряд перешел на напорный режим. Проектное время до перехода второго ряда на напорный режим работы рассчитывают по дебиту одного первого ряда.

Дальше принимают, что при напорном режиме работает три ряда скважин, определяют момент перехода третьего ряда на напорный режим, проектное время до перехода третьего ряда на напорный режим рассчитывают по дебиту первых двух рядов и т. д. Аналогично выполняют расчеты забойных давлений при заданных дебитах, сопоставляя только забойные давления.

С другими расчетными методиками можно познакомиться в работе [1].

§ 2.5. ПРИНЦИПЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ГАЗОВОЙ ШАПКОЙ, ПОДОШВЕННОЙ И КРАЕВОЙ ВОДОЙ

Нефтяные залежи с газовой шапкой называют *нефтегазовыми* (рис. 2.4). На выбор системы и технологии разработки нефтегазовой залежи влияют условия залегания нефти и газа, соотношения объемов нефтяной оторочки и газовой шапки, толщина нефтяной оторочки, ширина (по площади) нефтяной оторочки, чисто нефтяной, газо- и водонефтяной зон, структурная форма ловушки, активность пластовой воды.

По активности пластовой воды можно выделить залежи, имеющие достаточно активный напор пластовых вод (с учетом темпов отбора углеводородов), и замкнутые залежи. В замкнутых залежах, в которых пластовые воды малоактивны или связь с законтурной областью затруднена либо вообще отсутствует, основной источник энергии — энергия растворенного газа и газа газовой шапки. В залежах с активной пластовой водой нефть можно добывать за счет использования напора воды при подчиненной роли растворенного газа и газовой шапки.

По условиям залегания нефти, газа и воды можно выделить два основных типа нефтегазовых залежей: 1) залежь с краевой водой или с крыльевой нефтяной оторочкой (рис. 2.4, а); 2) залежь с подошвенной водой или со сводовой нефтяной оторочкой (рис. 2.4, в).

В залежах первого типа этаж газоносности больше толщины продуктивного пласта; выделяются два контура нефтеносности и два контура газоносности (внешний и внутренний), между которыми размещаются водонефтяная, нефтяная, газонефтяная и газовая зоны. Вместо нефтяной зоны может быть двухконтурная зона — газоводонефтяная, расположенная между поверхностями газонефтяного и водонефтяного контактов (ГНК и ВНК). Для этих залежей отношение площадей ГНК и ВНК (поверхностей) к общей площади залежи (по внешнему контуру нефтеносности) составляет менее нескольких десятых (около 0,1).

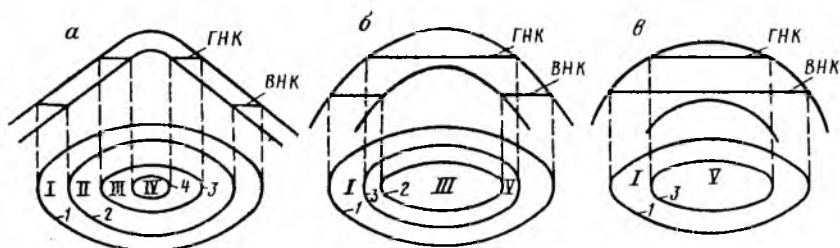


Рис. 2.4. Нефтегазовые залежи с краевой (а), подошвенной (в) и промежуточного типа (б).

Контуры: 1 — внешний водонефтяной; 2 — внутренний водонефтяной; 3 — внешний газонефтяной; 4 — внутренний газонефтяной; зоны: I — водонефтяная; II — нефтяная; III — газонефтяная; IV — газовая; V — газодонефтяная

В залежах второго типа по всей площади залежи вода подстилает нефть, которая, в свою очередь, подстилает газовую шапку. Для них характерны всего два внешних контура: газо- и нефтеносности, оконтуривающих водонефтяную и газодонефтяную зоны. Площадь ГНК соизмерима с общей площадью нефтеносности (площадью ВНК). Между этими двумя крайними типами можно выделить промежуточный (третий) тип (рис. 2.4, б) с тремя контурами (один газоносности, два нефтеносности), который при сближении ВНК и ГНК в процессе разработки залежи может перейти в первый или второй тип.

Иногда применительно к каждому типу нефтегазовых залежей по соотношению газо- и газонефтенасыщенного объемов (%) выделяют нефтяные залежи с газовой шапкой (25), нефтегазовые (25—50), газонефтяные (50—75) и газовые с нефтяной оторочкой (75).

Нефтегазовые залежи имеются практически во всех нефтедобывающих районах СССР и мира, содержат большие запасы нефти. В настоящее время в СССР разрабатывается несколько сотен нефтегазовых залежей в районах Западной Сибири, Волгоградского и Саратовского Поволжья, Краснодарского и Ставропольского краев, Азербайджана, Средней Азии, Казахстана, Украины. Большинство нефтегазовых залежей относится к многопластовым месторождениям, включающим как нефтегазовые, так и чисто нефтяные и чисто газовые залежи.

Наличие газовых шапок, а также подошвенной воды существенно осложняет разработку нефтегазовых залежей. Трудности разработки нефтегазовых залежей, как показывает изучение отечественного и зарубежного опыта, в основном связаны с взаимным влиянием газовой шапки и нефтяной части залежи. Разработка таких залежей с вытеснением нефти газом газовой шапки в силу плохой вытесняющей способности и низкого охвата вытеснением маловязким агентом связана с крайне низкой нефтеотдачей. Разработка же при водонапорном (точнее сме-

шанном режиме вытеснения водой) характеризуется потерями нефти, обусловленными ее внедрением в газовую шапку. Поэтому *основной принцип разработки нефтегазовых залежей* — ограничение взаимовлияния газовой шапки и нефтяной части с одновременным созданием условий для вытеснения нефти водой. В зависимости от геологических условий этот принцип реализуется различными путями.

Для небольших залежей в высокопроницаемых коллекторах, содержащих маловязкую нефть и имеющих активные пластовые воды, с успехом применяется *система разработки с неподвижным ГНК*. При разработке таких залежей давление в зоне отбора и законтурной зоне изменяется практически так же, как и при упруговодонапорном режиме, с несколько меньшим темпом за счет дополнительного вытеснения нефти выделяющимся растворенным газом. Пропорционально темпу падения давления и начальному объему газовой шапки из нее осуществляется необходимый (контролируемый) отбор газа. В практике разработки нефтегазовых залежей допускались случаи неограниченного отбора газа вследствие недостаточной разведанности залежей (Елшанское месторождение), одновременного отбора нефти и газа с перемещением ГНК в сторону газовой шапки или нефтяной зоны в связи с потребностью в газе или при аварийном фонтанировании скважин (Урицкое, Нижне-Омринское месторождения), а также отбора нефти с расширением газовой шапки в начальный период разработки с целью оценки активности вод и упругого запаса газа (Коробковское, Анастасиевско-Троицкое и другие месторождения). Известно также применение законтурного или приконтурного заводнения для поддержания пластового давления на уровне начального пластового давления в зоне отбора или с его снижением (Жирновское месторождение) либо с целью преобразования нефтегазовой залежи в нефтяную при большом соотношении поровых объемов нефтяной и газовой частей (Бахметьевское месторождение). Главный недостаток систем разработки с неподвижным ГНК — длительная консервация свободного газа газовой шапки.

Более эффективно воздействие на нефтегазовую залежь водой, закачиваемой в нагнетательные скважины на линии внутреннего контура газоносности (*барьерное заводнение*). Водяной барьер разделяет основные запасы нефти и свободного газа и позволяет одновременно отбирать нефть из нефтяной оторочки и газ из газовой шапки. Барьерное заводнение можно успешно применять на залежах первого типа с большими газовыми шапками и со сравнительно узкой газонефтяной зоной. Оно нашло применение на Коробковском, Бахметьевском, Бузовны-Маштагинском и других месторождениях. Барьерное заводнение можно дополнять законтурным заводнением (Бахметьевское месторождение), при этом предотвращается возможный уход нефти в за-

контурную зону. Возможны также другие варианты разработки конкретных нефтегазовых залежей. Для поддержания давления в залежах с подошвенной водой может применяться либо законтурное заводнение, либо закачка воды под водонефтяной контакт.

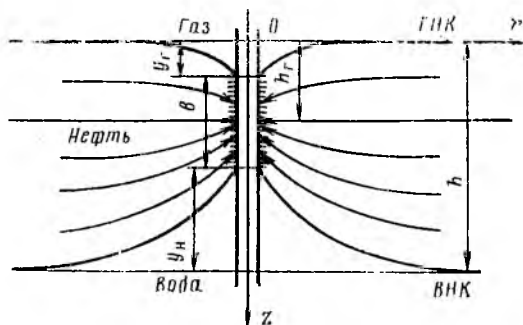
При разработке нефтяных залежей с газоконденсатной газовой шапкой (нефтегазоконденсатные залежи), к которым относятся залежи с содержанием конденсата в газе более $200 \text{ см}^3/\text{см}^3$, ставится задача более полного извлечения конденсата из залежи, поэтому с системами разработки нефтегазовых залежей должны рационально сочетаться методы разработки газоконденсатных залежей.

Многие нефтегазовые и нефтегазоконденсатные залежи имеют обширные подгазовые зоны и малую нефтенасыщенную толщину при плохих коллекторских свойствах (Самотлорское, Федоровское, Уренгойское, Оренбургское и другие месторождения), в подгазовых зонах которых заключены значительные запасы нефти. Извлечение нефти из таких зон существенно осложняется прорывами газа из газовой шапки и подошвенной воды. Эти зоны, в силу сравнительно плохих коллекторских свойств, не могут разрабатываться рассмотренными системами. Разработка таких залежей интенсивно исследуется. Обсуждается вопрос о наличии и подвижности остаточной нефти в газовых шапках. От ответа на него существенно зависит направление решения проблемы разработки обширных, малой толщины подгазовых зон. Изучается целесообразность смещения нефтяных оторочек в газовую часть залежи.

Существенная разница имеется в размещении нефтяных скважин и установлении технологических режимов их работы. На нефтегазовых залежах с краевой водой размещение скважин аналогично размещению на нефтяных залежах. Для нефтегазовых залежей с подошвенной водой характерно размещение скважин по сравнительно плотной равномерной сетке (не более 300—400 м). В зависимости от местоположения нефтяных скважин на залежи назначается технологический режим их работы. Для скважин в нефтяных зонах можно задать режим работы, характерный для обычных нефтяных залежей. В остальных случаях скважины должны работать при условии предотвращения преждевременных прорывов воды (водонефтяные зоны), газа (газонефтяные зоны) или воды и газа (двухконтактные газоводонефтяные зоны).

Принципы расчета безводных и безгазовых дебитов скважин в газоводонефтяных зонах однородного пласта разработаны М. Маскетом, И. А. Чарным, А. К. Курбановым, П. Б. Садчиковым, Ю. И. Сткляниным, А. П. Телковым и др. Конусы воды и газа как результат деформирования ВНК и ГНК образуются при отборе нефти из нефтегазовой залежи скважиной с интер-

Рис. 2.5. Схема скважины с водяным и газовым конусами



валом перфорации b (рис. 2.5) за счет создания градиента давления dr/dz вдоль вертикальной оси z . Если водяной и газовый конусы достигли интервалов перфорации, но ни газ, ни вода не поступают в скважину, соотношение между высотами газового y_r и водяного y_n конусов в первом приближении $y_r/y_n \approx 0,2$, т. е. высота газового конуса всегда меньше высоты водяного конуса. Дебит скважины в таком случае называют *оптимальным (предельным безводным и безгазовым)* дебитом. Поскольку изменение отношения b/h от 0 до 0,2 мало влияет на предельный дебит, то принимают $b \leq 0,2 h$, где h — нефтенасыщенная толщина пласта.

Анализ траекторий движения частиц жидкости в вертикальной плоскости показывает, что в верхней части они имеют наклон вниз, а в нижней наоборот искривлены вверх. В некотором промежуточном положении они представляют собой горизонтальную линию. Эта линия совпадает с серединой интервала перфорации. Положение интервала перфорации задают расстоянием h_r от горизонтальной плоскости ГНК до его середины. Анализ показывает, что $h_r = (0,2—0,4) h$ (при $b = 0,2 h$, $h_r \approx 0,35 h$), т. е. интервал перфорации должен размещаться ближе к ГНК. С уменьшением проницаемости k_z в вертикальном направлении увеличивается коэффициент анизотропии пласта $\chi = \sqrt{k/k_z}$, в результате увеличивается предельный дебит скважины, где k — проницаемость в горизонтальном направлении.

Приведенный анализ справедлив для однородного анизотропного пласта. Он дает только понимание процессов конусообразования газа и воды. Фактические предельные дебиты существенно отличаются от расчетных вследствие слоистого строения пластов и наличия в коллекторе линзовидных непроницаемых прослоев, преграждающих путь потоку воды (газа) к забою скважины. Такая неоднородность учитывается коэффициентом χ . Оценить его можно по данным фактической эксплуатации скважин. При наличии в нефтенасыщенном разрезе непроницаемых прослоев интервал перфорации целесообразно перио-

дически переносить относительно контактов: сначала располагать ближе к ВНК под первым непроницаемым прослоем, а затем последовательно осуществлять перфорацию под очередными вышележащими непроницаемыми прослоями после полного обводнения действующих интервалов, изолируя последние (например, цементными пробками в стволе скважины). Это обеспечивает послойное вытеснение нефти водой и достижение большей нефтеотдачи. Такой перенос успешно применен при разработке нефтяного слоя горизонта IV Анастасиевско-Троицкого месторождения. Искусственно увеличить χ можно созданием непроницаемых экранов на границе контактов. Увеличить дебит нефти можно еще смещением интервала перфорации к ВНК и форсированием отбора жидкости без прорыва газа, что однако приводит к необходимости добычи большого количества воды. Целесообразность такой эксплуатации должна быть доказана технико-экономическим анализом.

В процессе разработки залежи контакты перемещаются, толщина нефтяного слоя уменьшается, поэтому положение интервала перфорации, установленное в начальной стадии эксплуатации, уже не будет оптимальным. Смещение интервала перфорации в сторону любого контакта приводит к уменьшению предельного дебита, причем при смещении его к ГНК снижение дебита больше, чем при смещении к ВНК. Если интервал вскрытия сместился в сторону одного контакта, то предельный дебит будет определяться предельным устойчивым состоянием конуса этого контакта в то время, когда противоположный конус еще не достиг предельного устойчивого состояния.

Для решения задачи определения технологических показателей разработки нефтегазовых залежей было предложено несколько приближенных аналитических методов, которые в основном базируются на использовании уравнений материального баланса для нефти, газа, воды или уравнений материального баланса и уравнений одномерного движения в системе галерей. В настоящее время для этих целей применяют численные методы моделирования, в частности методику ВНИИ-2.

Значительная часть запасов нефти (от 20 до 50 %) нефтяных месторождений сосредоточена в водонефтяных зонах. Как и в случае нефтегазовых залежей, отличительная особенность разработки водонефтяных зон заключается в том, что течение нефти и воды носит сложный пространственный характер, практически с начала эксплуатации добывается обводненная нефть. Эффективность разработки водонефтяных зон меньше, чем нефтяных — объем добываемой воды намного больше, а конечная нефтеотдача существенно ниже. В практике разработки залежей нефти с водонефтяными зонами взято направление на системы с активным воздействием, обеспечивающие развитие послойного течения, особенно в условиях неоднородных коллек-

торов. Промысловым опытом доказано, что более эффективна разработка обширных водонефтяных зон самостоятельной сеткой скважин и автономным внутриконтурным заводнением, чем законтурным заводнением.

§ 2.6. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕНЬЮТОНОВСКИХ НЕФТЕЙ

Неньютоновскими или аномальными жидкостями называются жидкости, не подчиняющиеся закону вязкого трения Ньютона:

$$\tau = \mu \frac{du}{dy}, \quad (2.126)$$

где τ — касательное напряжение сдвига; μ — динамическая вязкость жидкости; du/dy — градиент скорости сдвига — изменение скорости в направлении, перпендикулярном к течению.

Для них зависимость τ от du/dy может иметь различный вид (рис. 2.6). Все аномальные жидкости разделяют на три класса: *стационарно реологические* (не изменяющиеся во времени) — вязкопластичные, псевдопластичные и дилатантные; *нестационарно реологические; вязкоупругие жидкости*. Свойства и фильтрация некоторых аномальных жидкостей изучаются в физике пласта и подземной гидрогазодинамике. Эффективная (кажущаяся) вязкость, определяемая на реограмме котангенсами угла наклона к оси τ прямых, соединяющих начало координат с точками кривой течения (точки A_1, A_2, A_3 на рис. 2.6), переменна.

Аномалия вязкости, в основном, обусловлена образованием в жидкости более или менее устойчивой пространственной структуры. В нефтях пространственную структуру образуют асфальтены, смолы и парафины. При снижении температуры ниже температуры насыщения растворенные парафины кристаллизуются и их кристаллы придают нефти аномальные (структурно-механические) свойства.

Нефти обладают вязкопластичными, вязкоупругими и тиксоотропными свойствами. Наиболее изучены нефти с вязкопластичными свойствами. Реологические зависимости для вязкопластичных нефтей в общем случае могут быть представлены кривой 5 (см. рис. 2.6), а кривые 4 и 6 можно рассматривать как предельные частные случаи, где θ_1 и θ — статическое напряжение сдвига, при превышении которого прекращается пластическая деформация и начинается вязкое течение. Для псевдопластичной жидкости справедливо уравнение:

$$\tau = \theta + \mu' \frac{du}{dy}, \quad (2.127)$$

где μ' — пластическая или структурная вязкость.

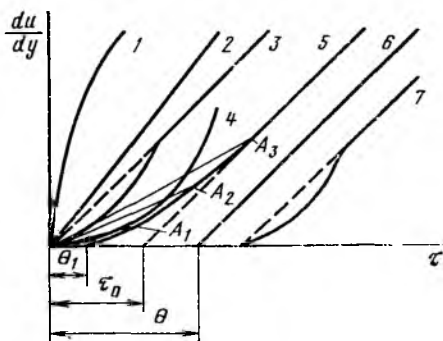


Рис. 2.6. Зависимость касательного напряжения сдвига τ от градиента скорости сдвига du/dy (реологическая кривая) для различных жидкостей:

1 — дилатантная; 2 — ньютоновская; 3 — ньютоновская тиксотропная (тело Оствальда); 4 — псевдопластичная (тело Шведова); 5 — вязкопластичная (общий случай); 6 — вязкопластичная (тело Бингама); 7 — тиксотропно-пластичная жидкость

Для аномальной вязкопластичной жидкости (или псевдопластичной) можно ввести аппроксимационную величину τ_0 , называемую динамическим напряжением сдвига, и тогда описать течение уравнением (2.127) при $\theta = \tau_0$. Отождествляя неньютоновские нефти с вязкопластичной жидкостью, А. Х. Мирзаджанзаде в 1953 г. предложил записывать обобщенный закон Дарси в виде:

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu'} \left(1 - \frac{|\gamma|}{|\text{grad } p|} \right) \text{grad } p \text{ при } |\text{grad } p| > \gamma; \quad (2.128)$$

$$\vec{v} = 0 \text{ при } |\text{grad } p| \leq \gamma.$$

Здесь γ — начальный (предельный) градиент давления, расходуемый на преодоление напряжения сдвига τ_0 и связанный с τ_0 и проницаемостью k соотношением:

$$\gamma = \alpha_c \frac{\tau_0}{k}, \quad (2.129)$$

где α_c — безразмерный (структурный) коэффициент, зависящий от структуры порового пространства ($\alpha_c = 0,0162—0,018$). Исследования показали, что для ряда месторождений СССР $\gamma = 0,0012—0,015$ МПа/м. Проявление предельного градиента давления (нелинейные эффекты) возможно при взаимодействии заполняющей пористую среду жидкости со скелетом, а также при фильтрации газа через глинистые пласты, содержащие остаточную воду. Неньютоновские свойства пластовых систем в целом проявляются только при малых скоростях фильтрации и в средах с малой проницаемостью. В пористой среде с широким спектром распределения пор (микрокапилляров) по радиусам при увеличении градиента давления движение начинается вначале в наиболее крупных порах, а по мере увеличения градиента давления движением охватываются все более мелкие поры. Чем больший разброс размеров пор, тем больше отличается фактическая фильтрация от идеализации согласно уравнению (2.128).

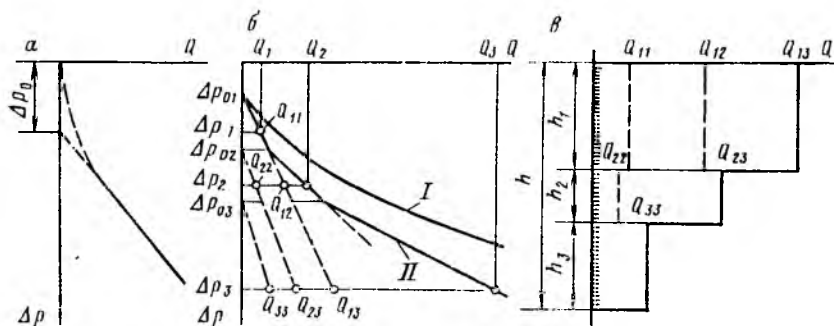


Рис. 2.7. Индикаторные линии скважин (а, б) и профиль притока нефти (в) из трех пропластков при разных депрессиях (Δp_1 , Δp_2 , Δp_3) и соответствующих дебитах (Q_1 , Q_2 , Q_3):

I, II — сообщающиеся и несообщающиеся пропластки

При фильтрации с предельным градиентом давления дебит скважины можно представить обобщенной формулой Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh (\Delta p - \Delta p_0)}{\mu' \ln \frac{R_k}{r_0}}, \quad (2.130)$$

где $\Delta p = p_{пл} - p_3$ — перепад давления между контурами с радиусами R_k и r_c ; $\Delta p_0 = \gamma(R_k - r_c)$ — начальный перепад давления (аппроксимационная величина аналогична τ_0), при превышении которого осуществляется приток жидкости в скважину (рис. 2.7, а).

Исследованиями, проведенными, например, на скважинах месторождения Узень, установлено, что Δp_0 достигает 1—2 МПа. Следовательно, неньютоновский характер пластовых нефтей должен влиять на процессы разработки залежи, охват залежи воздействием и нефтеотдачу.

При наличии в разрезе продуктивного пласта пропластков, характеризующихся разными значениями начального перепада давления Δp_{0i} (i — номер пропластка), индикаторная диаграмма представляется ломаной линией, а в случае сообщающихся пропластков — плавной кривой (рис. 2.7, б), что свидетельствует об изменении гидропроводности пласта. Отсюда можно проследить связь между изменением эффективной (работающей) толщины пласта $h_{эф}$ и нелинейными эффектами с изменением перепада давления (рис. 2.7, б и в). Поскольку с ростом перепада давления Δp увеличивается число пропластков, в которых движется нефть, то снимая профили притока (измеряя дебит каждого пропластка $Q_{i,j}$, i — номер пропластка; j — номер режима) при различных режимах (депрессиях Δp_j), можно обнаружить

изменение (увеличение) эффективной толщины пласта (охват разработкой по толщине) за счет подключения к работе различных пропластков (см. рис. 2.7, в), где j — номер режима работы. При первом режиме $h_{эф} = h_1$, при втором — $h_{эф} = h_1 + h_2$ и только при третьем режиме эффективная толщина равна нефтенасыщенной ($h_{эф} = h$).

При фильтрации к скважине или группе скважин градиент давления различный в разных точках пласта. С удалением от скважины градиент давления уменьшается и может принять значения, равные или меньше значения предельного градиента давления. В таких точках движение нефти практически отсутствует, значит образуются *застойные зоны* или целики неподвижной остаточной нефти. Вытесняющая вода быстро прорывается в добывающие скважины. М. Г. Бернадинером, В. М. Ентовым и др. проведены исследования размеров застойных зон. Размеры застойной зоны и коэффициент охвата пласта зависят от параметра $\lambda_c = (Q\mu)/(k\gamma L)$, где Q — дебит скважины на единицу толщины пласта; L — характерный линейный размер области фильтрации (например, половина расстояния между соседними скважинами); μ — вязкость вытесняющей жидкости. Коэффициент охвата пласта вытеснением увеличивается с ростом параметра λ_c . При увеличении параметра λ_c от 0 до 5 предельный коэффициент охвата пласта в пятиточечной схеме заводнения повышается с 0 до 0,8, а при дальнейшем росте λ_c до 10 коэффициент охвата увеличивается практически до единицы, как при вытеснении ньютоновской нефти. Например, в случае двухслойного пласта с толщиной высоко- и малопроницаемого пропластков соответственно 0,8 и 3,2 м, проницаемостью 0,5 и 0,125 мкм², $\gamma_1 = 0,002$ МПа/м, $\gamma_2 = 0,004$ МПа/м, $L = 250$ м при $Q = 50$ м³/(сут·м) предельный коэффициент охвата по площади в высокопроницаемом слое равен 0,9, малопроницаемом — 0,5. Для залежей вязкопластичных нефтей большие коэффициенты нефтеотдачи могут быть достигнуты одновременным применением плотной сетки скважин и высокими темпами отбора жидкости.

Анализ промысловых данных по залежам Азербайджана (А. Х. Мирзаджанзаде и др.) показал, что при заводнении для залежей с неньютоновской нефтью нефтеотдача (0,35) меньше, чем нефтеотдача залежей с ньютоновской нефтью (0,49). В. В. Девликамов, З. А. Хабибулин и другие установили, что влияние аномальной вязкости на процесс разработки залежи можно несколько уменьшить или предотвратить. Так как у аномальновязких нефтей структура с течением времени упрочняется, то по возможности необходимо исключать и сводить к минимуму остановки скважин, особенно обводняющихся. В процессе разработки залежей с аномальными свойствами нефти в приконтурных зонах (вследствие окисления нефти пластовой

водой) нецелесообразно вытеснять нефть от периферийных зон к центральным.

К месторождениям с аномальными свойствами нефтей по данным Г. Ф. Требина можно отнести около 25 % всех месторождений страны (Азербайджан, Татария, Башкирия, Мангышлак и др.). Большинство из них содержит значительное количество парафина с температурой насыщения, близкой к начальной пластовой температуре, и асфальтосмолистых веществ. Лабораторными исследованиями процесса фильтрации высокопарафинистой нефти месторождения Узень установлено, что при снижении температуры ниже температуры насыщения нефти парамином происходит его кристаллизация, которая сопровождается появлением структуры в нефти, а также закупоркой части поровых каналов и затуханием процесса фильтрации. Охлаждение нефти может происходить в призабойной зоне и в пласте при вскрытии продуктивного пласта, проведении некоторых интенсифицирующих и ремонтных работ, сопровождающихся закачкой в скважину больших объемов холодных жидкостей, при притоке газированной нефти за счет дроссельных эффектов и при закачке воды или газа в пласт. Это приводит к уменьшению притока высокопарафинистой нефти и снижению коэффициента охвата разработкой по толщине пласта. Кроме того, при снижении давления ниже давления насыщения вследствие выделения метана, этана и других углеводородных газов усиливаются структурно-механические свойства нефти, поэтому разгазирование аномальных нефтей в пласте недопустимо. Однако при большом количестве растворенного в нефти азота выделение его из нефти приводит к существенному снижению динамического напряжения сдвига и уменьшению вязкости нефти, так как при снижении давления из нефти прежде всего начинает выделяться азот и в то же время именно растворенный азот вызывает наиболее интенсивное структурообразование.

При закачке холодной воды в пласт температура на забое быстро приближается к устьевой температуре закачиваемой воды. Соотношение между радиусами фронта гидродинамического вытеснения R_Φ (граница раздела нефть — вода) и температурным фронтом R_T установлено из условий теплового и материального баланса в виде

$$\frac{R_\Phi}{R_T} = \sqrt{\frac{c_{ж}}{c_n} \frac{1}{m\bar{s}}}, \quad (2.131)$$

где $c_{ж}$, c_n — теплоемкости соответственно жидкости и пористой среды; m — пористость; $\bar{s}$ — средняя водонасыщенность за фронтом вытеснения.

В конкретном случае при $m=0,3$; $c_{ж}/c_n=1,3$; $\bar{s}=0,5$ имеем $R_\Phi=3 R_T$. Согласно исследованиям ВНИИнефть тепловой фронт

может отставать от фронта вытеснения в 4—5 раз и более. Так как скорость перемещения фронта вытеснения прямо пропорциональна проницаемости, то в высокопроницаемом пропластке фронт вытеснения уйдет дальше, чем в малопроницаемом, а в зависимости от соотношения проницаемостей возможно охлаждение нефти в малопроницаемом пропластке, увеличение ее вязкости, выпадение парафина, проявление структурных свойств и затухание фильтрации (нефть «замерзает»). Результаты исследований С. В. Сафронова и Е. В. Теслюка показывают, что использование при внутриконтурном заводнении Узеньского месторождения холодной воды (10—20 °С) приводит к охлаждению пластов, выпадению в пористой среде парафина и уменьшению конечной нефтеотдачи на 9—12 % по сравнению с нефтеотдачей при поддержании пластовой температуры (45 %). Поэтому для таких залежей необходимо поддержание не только давления, но и температуры, а еще лучше повышение ее. Повышение температуры способствует существенному ослаблению структурно-механических свойств нефти. Внутриконтурное заводнение горячей водой осуществляется в крупном масштабе на Узеньском месторождении, в основные пласты которого ежегодно закачивается около 40 млн. м³ горячей воды.

Более сложна зависимость характеристики вытеснения и нефтеотдачи от свойств нефти и условий течения при проявлении вязкоупругих (релаксационных) свойств нефти (Усинское, Возейское и другие месторождения). Такими свойствами чаще всего характеризуются тяжелые нефти (с плотностью обычно более 934 кг/м³). Вязкоупругие свойства выражаются увеличением кажущейся вязкости (сопротивления движению) с ростом скорости фильтрации в каналах переменного сечения. В более крупных порах кажущаяся вязкость может быть выше, чем в мелких, что приводит к выравниванию скоростей движения жидкости в порах разного размера. При вытеснении вязкоупругой нефти водой выявляются две противоположные тенденции: с повышением скорости фильтрации (или градиента давления) возрастает кажущаяся вязкость нефти, что вызывает снижение коэффициента вытеснения; увеличение кажущейся вязкости в большей степени проявляется в более проницаемых прослоях, в результате чего выравнивается фронт вытеснения и повышается коэффициент охвата по толщине.

В реальных условиях положение осложняется еще и тем, что одна и та же нефть при малых скоростях проявляет свойства псевдопластичной, а при больших — вязкоупругой (дилатантной) жидкости. В связи с этим зависимость нефтеотдачи от вязкости нефти, скорости фильтрации и степени неоднородности пласта изменяется более сложно. Лабораторными экспериментами и расчетами на основе модели Баклея — Леверетта обнаружено увеличение нефтеотдачи при вытеснении вязкоупругих

систем по сравнению с ньютоновскими. Как правило, вязкоупругие нефти обладают высокой вязкостью. Выявлена немонотонность зависимости коэффициента вытеснения от температуры и наличие оптимального интервала температур (40—50 °С). Эти вопросы требуют дальнейшего исследования.

Определение показателей разработки месторождений с аномальными нефтями сводится к расчетам процесса вытеснения нефти и температурного поля. Система дифференциальных уравнений неізотермической фильтрации многофазной жидкости решается численным методом с использованием ЭВМ [9].

§ 2.7. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРЕЩИНОВАТЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

В настоящее время с трещиноватыми коллекторами связано около 60 % залежей углеводородов и больше половины мировой добычи нефти.

Трещиноватость — повсеместная рассеченность горных пород макро- и микротрещинами — присуща в той или иной степени всем (карбонатным и терригенным, кроме сыпучих) горным породам. *Трещиноватыми* коллекторами называют такие коллекторы, фильтрационные свойства которых обусловлены преимущественно или в значительной степени трещиноватостью. Пустоты трещиноватых коллекторов представлены трещинами, кавернами и их сочетанием с порами. В зависимости от преобладания этих пустот различают разные группы трещиноватых коллекторов (трещиновато-кавернозные, трещиновато-пористые и т. д.).

Трещины выявляются как при разведке, так и при разработке нефтяных месторождений. Размеры и густота трещин (линейная плотность — число трещин, секущих единицу длины нормали, проведенной к поверхности трещин) зависят от литологии (вещественного состава) и толщины пластов, в которых эти трещины развиваются. По этому признаку выделяют трещины первого порядка, которые секут несколько пластов, и трещины второго порядка, ограниченные одним пластом. Трещины первого порядка имеют протяженность (длину) по простиранию пород (вдоль пласта) в пределах метров и сотен метров, а раскрытие (ширину) в пределах миллиметров — сантиметров. Трещины с большим раскрытием (условно более 100 мкм) относят к *макротрещинам*, тогда как *микротрещины* — это трещины с ограниченной длиной и раскрытием. Исследованию по керну поддаются микротрещины, так как при выбуривании он разрушается по макротрещинам.

На основе прямых исследований выделяют закрытые (заполненные твердым веществом — минералами, битумом) и откры-

тые (заполненные флюидом — нефтью, водой, газом) трещины. Ширина закрытых трещин достигает 1—2 мм и более, иногда до сантиметров. Раскрытие открытых трещин по данным прямых измерений в основном составляет в аргиллитах 1—10, в карбонатных породах 10—20 и песчаниках 20—30 мкм. Раскрытие трещин в пластовых условиях зависит, кроме типа породы, также от глубины залегания пласта и давления флюидов. На глубинах свыше 2000 м значения раскрытия трещин во всех разностях пород сближаются и обычно изменяются от 10 до 15 мкм. Порода, содержащая трещины в отличие от каверн и пор, характеризуется повышенной сжимаемостью вследствие существенной зависимости раскрытия трещин от давления.

По возрастающей густоте трещин многие исследователи располагают горные породы в следующий ряд: песчаники, известняки, мергели, аргиллиты, т. е. густота трещин увеличивается с уменьшением размеров зерен обломочного материала. Трещиноватые коллекторы приурочены преимущественно к карбонатно-глинистым и карбонатным породам. По данным прямых измерений между густотой трещин и толщиной слоя (пласта) наблюдается обратная пропорциональная зависимость. С увеличением толщины слоя до 0,1 м происходит резкое уменьшение густоты трещин до 20—70 м⁻¹ в зависимости от состава пород; в интервале 0,1—0,4 м уменьшение густоты замедляется, а при толщине слоя от 0,4—0,5 м и выше густота трещин практически не изменяется и составляет 10—15 м⁻¹. Густота трещин обычно не превышает 40 м⁻¹ (исключая тонкослоистые разности), чаще всего, особенно для песчаников и известняков, она составляет 5—15 м⁻¹. В продуктивном разрезе могут встречаться слои (пласты) с высокой степенью трещиноватости. Трещиноватость и кавернозность увеличиваются от периферии структуры к своду и от подошвы до кровли пласта. Сеть трещин представлена обычно вертикальными или близкими к ним наклонными трещинами, объединенными в одну или несколько систем. Макротрещины избирательно развиваются по более густой сетке микротрещин и составляют с ними единую систему, подчиняющуюся общим закономерностям развития. При этом густота микротрещин в 2—10 раз меньше густоты макротрещин. Если густота микротрещин колеблется от 10 до 100 м⁻¹, что равнозначно расстоянию между микротрещинами (величина, обратная густоте) от 0,01 до 0,1 м, то густота макротрещин изменяется в основном от 1 до 10 м⁻¹ при расстоянии между макротрещинами от 0,02—0,1 до 0,2—1 м.

В каждой системе трещины имеют два основных направления, пересекающиеся под углом, близким к 90°. Часто преобладает одна система с четко выраженной направленностью (анизотропия трещиноватости), в основном совпадающей с направлением одной из осей структуры, преимущественно с длинной

осью. Ориентировку трещин характеризуют диаграммами-розами их простирания.

Особенности строения трещиноватых коллекторов для целей исследования фильтрации, проектирования и анализа разработки могут быть учтены двумя моделями чисто трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторов. Трещиноватые коллекторы представляют собой горную породу, рассеченную трещинами на отдельные блоки (матрицы) типа «кирпичной кладки». Характерный линейный размер блоков равен обратной величине густоты трещин. Каждый блок гидродинамически как бы обособлен внутри сети трещин. В чисто трещиноватом коллекторе блоки считаются непроницаемыми и не содержащими нефти (пористость и проницаемость их равны нулю), а в трещиновато-пористом коллекторе блоки представлены обычной пористой средой, обладающей определенными пористостью и проницаемостью. Известно представление трещиновато-пористого пласта моделями Бейкера (один матричный блок и одна трещина, горизонтально расположенные), Каземи (множество горизонтальных равномерно размещенных блоков и трещин), Уоррена—Рута (многоблоковая система типа «кирпичной кладки»), де Сваана (в отличие от модели Уоррена — Рута блоки имеют форму не параллелепипедов, а сфер) и др. Г. И. Баренблатт, Ю. П. Желтов и И. Н. Кочина, положившие в 1960 г. начало изучению фильтрации в трещиновато-пористых средах, предложили трещиновато-пористую среду рассматривать как систему двух вложенных друг в друга разномасштабных «пористых» сред, систему с двойной пористостью или «двойную» среду. В каждой точке пространства вводятся по два значения пористости, проницаемости, давления и скорости фильтрации соответственно в трещинах и порах блоков. Пористости и проницаемости трещин и блоков могут быть сопоставимы (одного порядка).

С этих позиций чисто трещиноватые коллекторы уподобляются пористой среде, в которой зерна представлены непроницаемыми блоками, а сообщающиеся между собой поры — системой сообщающихся, в общем случае хаотически расположенных трещин. Применительно к таким коллекторам могут быть использованы рассмотренные ранее методики расчета технологических показателей разработки. А. Т. Горбунов предложил аналитическую методику расчета при заводнении. Отличие ее от рассмотренной ранее методики ВНИИ-1 состоит в том, что вместо разности давлений вводится функция давления, учитывающая зависимость проницаемости от давления, а также во внутренних фильтрационных сопротивлениях скважин учитываются инерционные сопротивления, отражающие возрастание их с увеличением дебитов скважин.

Для массивных залежей приближенные методики расчета показателей разработки предложили В. Н. Майдсбор, Н. П. Лебе-

динец. Продолжительность безводного периода и интенсивность обводнения скважин разрабатываемых месторождений с трещиновато-кавернозными коллекторами в зависимости от развития трещиноватости по данным В. Н. Майдебора очень разные: от быстрого обводнения (за 2—6 мес скважины полностью обводняются) до длительного периода эксплуатации (более 5 лет) при относительно небольшом (3—10 %) постоянном или медленно возрастающем содержании воды в жидкости и быстром последующем обводнении (за 2—5 мес). После обводнения скважин свыше 50 % количество отбираемой нефти составляет лишь 5—10 % суммарного отбора ее за водный период эксплуатации. Коэффициенты нефтеотдачи при вытеснении нефти водой составляют 0,5—0,65.

В трещиновато-пористых коллекторах особенности вытеснения нефти водой или газом обусловлены соотношением проницаемостей трещин и блоков. Трещинная (вторичная) пористость сравнительно небольшая и в среднем составляет 0,2—0,8 %. Проницаемость трещин может изменяться от нескольких тысячных до 1 мкм² и более. Пористость блоков изменяется от 1 до 20—30 %, а проницаемость от нуля до нескольких микрометров квадратных. Отметим, что следует стлчать трещинную проницаемость, когда она рассчитывается на все сечение среды, включая трещины, от проницаемости трещин. В зависимости от густоты трещин, точнее трещинной пористости, проницаемость трещин в сотни раз больше трещинной проницаемости.

Поскольку трещиновато-пористые коллекторы представляют собой двойную среду, то первоочередное, опорежающее вытеснение нефти будет из более высокопроницаемой среды. На рис. 2.8 дана схема вытеснения нефти водой из трещиновато-пористого пласта, когда проницаемости трещин меньше, равны и существенно больше (соответственно рис. 2.8 а, б и в) проницаемости пористых блоков. Закачиваемая в пласт вода за счет созданного градиента давления внедряется в трещины и пористые блоки пропорционально проницаемости трещин и поровой проницаемости. В коллекторах с высокой поровой проницаемостью доля воды, поступающей в трещины, относительно невелика. В коллекторах с низкой или средней поровой проницаемостью (по В. Д. Викторину и Н. А. Лыкову соответственно менее 0,01 мкм² и в пределах 0,01—0,1 мкм²), где трещинная проницаемость выше поровой, наибольший объем воды поступает в систему трещин, вытесняя из них нефть. Из трещин вода внедряется в пористые блоки сначала под действием гидродинамического перепада давления между системой трещин и пористых блоков. Затем, если порода пористых блоков хорошо смачивается водой (гидрофильна), за счет противоточной капиллярной пропитки поступает в пористые блоки, замещая в них нефть и вытесняя ее в трещины. Очевидно, вода впитыв-

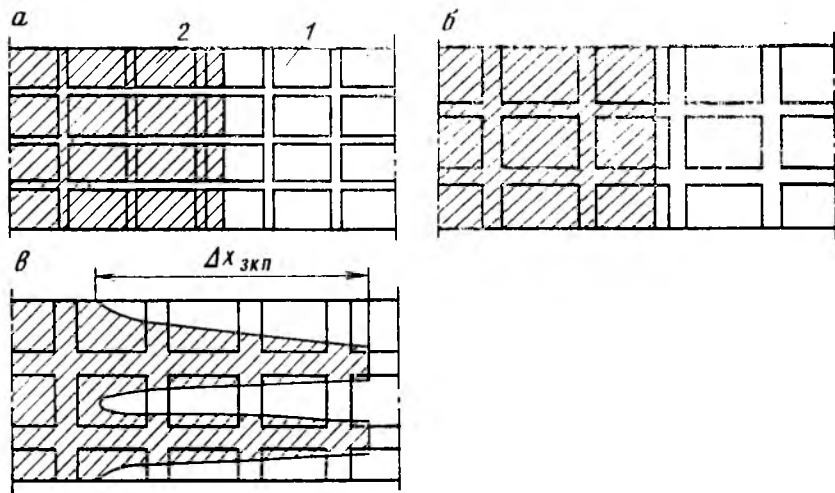


Рис. 2.8. Схема вытеснения нефти (1) водой (2) из трещиновато-пористого пласта

вается через мелкие поры, а нефть выходит через крупные поры. Коэффициент вытеснения нефти из трещин достигает 0,8—0,85, а из матриц сравнительно невелик, составляет 0,2—0,3. Скорость капиллярной пропитки сама по себе невысокая и может существенно снижаться из-за ухудшения проницаемости на поверхности блоков (заиливание пор коллоидными взвесями, содержащимися в воде). При наличии двух систем макро- и микротрещин пласт разбит макротрещинами на макроблоки, которые в свою очередь микротрещинами разбиты на микроблоки. Есть основания полагать, что заполненные нефтью микротрещины служат экранами, препятствующими протеканию процесса капиллярной пропитки во всем объеме матричной породы. Жидкость, фильтруясь по макротрещинам, вступает в контакт с микроблоками, расположенными на поверхности макроблоков. Эти микроблоки охватываются процессом капиллярной пропитки. Во внутренних микроблоках пропитка не происходит. Пропитка заканчивается после достижения определенной водонасыщенности блоков (конечной нефтесотдачи). За это время вода в трещинах уйдет на расстояние $\Delta x_{зкп}$, которое определяет размер зоны капиллярной пропитки (стабилизированной зоны). Оценка размера ее дана в работах Ю. П. Желтова и др. Блоки пласта одновременно охватываются процессом пропитки, поэтому зона возникает и перемещается вдоль пласта. Размеры ее кроме капиллярных процессов определяются расходом закачиваемой воды. При больших скоростях закачки размеры зоны

капиллярной пропитки могут значительно превышать размеры залежи, так что вскоре после начала заводнения вода подойдет к добывающим скважинам, что приведет к отбору вместе с нефтью больших объемов воды. На таком представлении построена методика расчета процесса разработки, предусматривающая разбивку его на этапы, продолжительность которых равна времени полной капиллярной пропитки. Для упрощения расчетов принимается, что процесс пропитки бесконечен. При определении показателей разработки численным методом решается система дифференциальных уравнений (методики ВНИИ-нефть, УкргипроНИИнефть). В общем случае она включает уравнения неразрывности, движения, баланса фаз и межфазового обмена между блоками и трещинами.

Процесс разработки трещиновато-пористых залежей протекает более сложно. Трещиноватость не препятствует заводнению при расположении нагнетательных скважин на участках с низкой проницаемостью. Лучше избирательное и площадное заводнение с соотношением нагнетательных и добывающих скважин 2 : 1 и 3 : 1 с давлением нагнетания в пределах 0,45—0,75 вертикального горного давления. Характерны большие объемы закачиваемой и добываемой воды. Высокодебитные скважины быстро обводняются. Снижение пластового давления сопровождается смыканием микротрещин и отключением менее проницаемых слоев. Сосредоточенная и площадная закачка газа мало эффективны из-за быстрых прорывов газа по трещинам. Эти явления тем больше выражены, чем меньше поровая проницаемость по сравнению с проницаемостью трещин. По данным В. Н. Майдебора при разработке таких залежей наблюдаются различные закономерности обводнения скважин, что обусловлено резкой неоднородностью коллекторов по проницаемости. Например, на месторождениях Белоруссии по характеру обводнения скважины подразделяются на три группы: обводнение скважин до 80 % происходит либо быстро за 6—10 мес, либо за 12—18 мес, либо медленно за 20 мес и более. После 80 % обводнения добыча нефти становится незначительной. Коэффициенты нефтеотдачи изменяются от 0,1 до 0,6, а в некоторых случаях и более, в среднем могут составлять 0,2—0,4, причем они меньше, чем для залежей с чисто трещиноватыми коллекторами. Селективная изоляция обводнившихся интервалов обеспечивает снова промышленные притоки нефти в скважину. Форсирование отборов способствует увеличению добычи нефти.

Трещиноватые коллекторы характеризуются *анизотропией проницаемости*, когда проницаемость в одном направлении во много раз (на некоторых месторождениях в 13 раз) больше проницаемости в перпендикулярном направлении. Совпадение направления трещиноватости, в том числе макротрещин, с фронтом движения воды приводит к преждевременному обводнению

скважин и существенному снижению эффективности закачки воды. Поэтому скважины стараются по возможности размещать с учетом направления трещиноватости, которая однако выявляется главным образом уже в процессе разработки.

Первоначальная скорость прорыва воды от нагнетательных скважин к добывающим изменяется в широких пределах — от 0,5 до 20 м/сут, а после прорыва скорость движения индикатора (флуоресцеина и др.) с водой достигает 1000 м/сут. Сравнительно низкие первоначальные скорости движения воды связаны с расходом ее на капиллярное насыщение (пропитку) матриц, а также с разностью вязкостей нефти и воды. Высокие скорости движения индикатора объясняются прорывом воды по отдельным высокопроницаемым трещинам или трещиноватым пропласткам, когда капиллярная пропитка блоков, прилегающих к этим каналам, практически закончилась. Увеличение скорости может быть дополнительно обусловлено увеличением размеров каналов за счет растворения при интенсивном движении воды. Индикатор фиксируется в каждой из окружающих скважин неоднократно (периодически), что объясняется разнотрещиноватостью пород. Испытываются способы уменьшения проницаемости макротрещин в пласте закачкой жидких осадко-, геле- или эмульсиеобразующих составов и других веществ. Большой интерес представляют дисперсные системы, включающие частицы размером более 0,01 мм. Дисперсная фаза таких систем (закачиваемых суспензий) может поступать только в те каналы, размер которых больше размера ее частиц (гранул). Учитывая статистическое распределение трещин по раскрытию, можно обеспечить уменьшение проницаемости (управляемое, избирательное тампонирующее) только высокопроницаемых макротрещин. Жидкие тампонирующие агенты всегда поступают во все каналы пропорционально их проницаемости. Более эффективно создание потокоотклоняющих барьеров в глубине пласта, чем в призабойных зонах скважин, тем самым пласт из трещиновато-пористого «превращается» в пористый. Такие работы выполняются в Ивано-Франковском институте нефти и газа. Получены положительные промысловые результаты.

В целом месторождения с трещиноватыми коллекторами разрабатываются методом заводнения с меньшей эффективностью, чем месторождения с пористыми коллекторами. Достижимая нефтеотдача их на 5—20 % ниже. Особенности разработки таких месторождений обусловлены более сложной структурой пустотного пространства и строением залежи, отличием процессов фильтрации и вытеснения нефти.

§ 2.8. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РАЗРАБОТКИ И ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА

Экономическая оценка разработки включает расчет экономических показателей, из которых основные — себестоимость добычи нефти, удельные капитальные вложения и приведенные затраты. Эти показатели определяют по капитальным вложениям, эксплуатационным затратам и стоимости подготовки 1 т извлекаемых запасов. В качестве исходных данных принимаются следующие технологические показатели разработки: объемы добычи нефти и жидкости, фонд добывающих и нагнетательных скважин, глубина скважин и их дебиты (по нефти и по жидкости), объем деэмульгированной жидкости, объем закачки рабочего агента и давление нагнетания, число скважино-месяцев эксплуатации. Методика расчета базируется на зависимостях экономических показателей разработки от производственных и технологических параметров варианта разработки. Эти зависимости (экономическая модель) установлены путем обобщения фактических и проектных данных разработки месторождений и производственной работы предприятий.

Направления капитальных вложений и эксплуатационных затрат и расчетные формулы для их определения приведены в табл. 2.1 и 2.2. *Капитальные вложения* состоят из затрат на бурение скважин, обустройство промыслов, обустройство системы ППД и общее промышленное обустройство района (дороги, производственные базы и др.). Последние затраты практически не зависят от варианта разработки и при необходимости принимаются в размере около 30 % от всех капитальных вложений. Отличительные особенности при расчете капитальных вложений учитываются поправочными коэффициентами на район выполнения строительно-монтажных работ, глубину, продуктивность, сетку размещения, газовый фактор и буферное давление добывающих скважин, давление нагнетания, сетку размещения и глубину нагнетательных скважин.

Эксплуатационные расходы включают затраты на обслуживание добывающих скважин (заработная плата производственного персонала, отчисления на социальное страхование, цеховые расходы); затраты, зависящие от уровня текущей добычи жидкости (перекачка и хранение, деэмульсация нефти); затраты на ППД (без амортизации и капитального ремонта нагнетательных скважин и электроэнергии); общепромысловые расходы, зависящие от числа добывающих скважин; амортизацию, состоящую из отчислений на погашение первоначальной стоимости скважин (амортизационный срок службы скважин по нормам 15 лет), их оборудования и отчислений на капитальный ремонт скважин и оборудования. При расчете с использованием обобщенных экономических нормативов (коэффициентов) прово-

Таблица 2.1. Расчет капитальных вложений

Направление капитальных вложений	Формула	Обозначение
Бурение скважин	$K_1 = C_1 N_1$ $K_2 = C_2 N_H$	C_1, C_2 — стоимость строительства одной добывающей и нагнетательной скважины; N_1, N_H — число добывающих и нагнетательных скважин
Оборудование добывающих скважин	$K_3 = C_3 N_1$	C_3 — стоимость оборудования одной добывающей скважины
Нефтяные коллекторы и выкидные линии	$K_4 = a_1 q^{b_1} (a_2 + b_2 F_c) N_1$	q — дебит жидкости на одну скважину; F_c — свободная площадь на скважину; a_1, a_2, b_1, b_2 — эмпирические коэффициенты
Установки подготовки нефти	Капитальные вложения зависят от объема добываемой жидкости и типа установок $K_6 = a_3 Q_{\text{сут}}^{b_3}$	$Q_{\text{сут}}$ — суточная добыча нефти a_3, b_3 — эмпирические коэффициенты
Нефтеборные парки		
Прочее обустройство промыслов	$K_7 = C_7 N_1$	C_7 — затраты на прочее обустройство, приходящееся на одну скважину
Водозаборные сооружения	$K_8 = a_4 Q_3 \max$	$Q_3 \max$ — максимальная текущая закачка воды; a_4 — эмпирический коэффициент
Энерготепловое оборудование	$K_9 = a_5 N_1$	a_5 — эмпирический коэффициент
Прочее обустройство цеха ППД	$K_{10} = C_{10} N_H$	C_{10} — затраты на прочее обустройство, приходящееся на одну нагнетательную скважину

Таблица 2.2. Расчет эксплуатационных затрат

Направление эксплуатационных затрат	Формула	Обозначение
Амортизация скважин	$Z_1 = \frac{M_1 C_1}{15}$ $Z_2 = \frac{M_2 C_2}{15}$	M_1, M_2 — числившиеся скважино-годы по добывающим и нагнетательным скважинам
Амортизация оборудования добывающих скважин	$Z_3 = \frac{M_1 C_3}{P}$	P — срок амортизации оборудования скважин, годы

Направление эксплуатационных затрат	Формула	Обозначение
Капитальный ремонт скважин	$Z_4 = M_1 \frac{n_1}{100} C_1$ $Z_5 = M_2 \frac{n_1}{100} C_2$	n_1 — начисления на капитальный ремонт скважин, %
Капитальный ремонт оборудования скважин	$Z_6 = M_1 \frac{n_2}{100} C_3$	n_2 — начисления на капитальный ремонт оборудования скважин, %
Обслуживание добывающих скважин	$Z_7 = \sum_{i=1}^t a'_1 N_i b'_1$	N_i — число добывающих скважин в i -м году; a'_1, b'_1 — эмпирические коэффициенты
Затраты на ППД (без амортизации и капитального ремонта нагнетательных скважин и электроэнергии)	$Z_8 = \sum_{i=1}^t a'_2 N_{ni} b'_2$	N_{ni} — число нагнетательных скважин в i -м году; $a'_2 b'_2$ — эмпирические коэффициенты
Перекачка и хранение нефти	$Z_9 = \sum_{i=1}^t a'_3 Q_{ji} b'_3$	Q_{ji} — добыча, жидкости в i -м году; a'_3, b'_3 — эмпирические коэффициенты
Деэмульсация нефти	$Z_{10} = \sum_{i=1}^t Q_{ji} D$	D — затраты на деэмульсацию 1 т нефти
Общепроизводственные расходы	$Z_{11} = \sum_{i=1}^t a'_4 N_i b'_4$	a'_4, b'_4 — эмпирические коэффициенты

дится корректировка с помощью коэффициентов, учитывающих влияние географо-климатических, экономических и организационных условий данного месторождения (района) на уровень отдельных затрат.

Себестоимость $C_{ст}$ добычи нефти на определенный период времени — это отношение всех эксплуатационных затрат Z , в соответствующем периоде к добыче нефти $Q_{сум}$ за этот период

$$C_{ст} = Z_s / Q_{сум}. \quad (2.132)$$

Удельные капитальные вложения $K_{уд}$ равны отношению накопленных капитальных вложений $\sum_{i=1}^t K_i$ в i -м году разработки к добыче нефти Q_{ni} в соответствующем году

$$K_{уд} = \sum_{i=1}^t K_i / Q_{ni}. \quad (2.133)$$

Приведенные затраты $C_{\text{пр}}$, т. е. приведенные к определенному моменту времени (моменту начала разработки месторождения), определяют по формуле

$$C_{\text{пр}} = C_{\text{ст}} + E_n K_{\text{уд}}, \quad (2.134)$$

где E_n — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений (для нефтяной промышленности $E_n = 0,15$), равен обратной величине нормативного срока окупаемости.

При заданном плане изменения добычи нефти на месторождении рациональная система разработки обосновывается по минимуму приведенных затрат. При отсутствии планового задания проводится анализ различных вариантов разработки. В качестве рационального выбирают вариант, так же обеспечивающий минимальные приведенные затраты за определенный период оптимизации. Считается целесообразным принимать 15-летний период оптимизации, на который, как правило, составляют научно обоснованные прогнозы развития народного хозяйства. Однако рассматриваемые варианты характеризуются также различными накопленными отборами нефти (коэффициентами нефтеотдачи) при разных сроках разработки.

В предложенной И. И. Рыженковым методике рекомендуется выбирать вариант при условии получения равной добычи нефти по вариантам за равные сроки. Выравнивание добычи нефти по вариантам за рассматриваемый срок обеспечивается условным вводом в эксплуатацию одновременно с анализируемым дополнительными месторождениями. При этом приведенные затраты рассчитываются с учетом среднеотраслевых затрат на поиски и подготовку запасов нефти (геолого-разведочные затраты) как в себестоимости, так и в удельных капитальных вложениях. Удельные капитальные вложения исчисляются по остаточной стоимости основных фондов и остаточным затратам на подготовку запасов (соответственно уменьшению их в процессе эксплуатации). Поскольку рациональный вариант может иметь промежуточное значение среди расчетных, то для его нахождения необходимо построить график зависимости приведенных затрат от плотности сетки скважин и определить минимальную точку. Для определения экономически обоснованного коэффициента нефтеотдачи строят зависимость себестоимости добычи 1 т нефти от накопленной добычи (дифференцированием графика эксплуатационные расходы — накопленная добыча нефти). Отношение накопленной добычи нефти к балансовым запасам, когда себестоимость достигает предельной себестоимости, характеризует экономически обоснованный коэффициент нефтеотдачи. Этой накопленной добыче соответствует экономически обоснованный срок разработки.

Предельную себестоимость можно принять, например, с учетом мировых цен на нефть [9]. Значению предельной себестоимости

мости соответствует такая себестоимость добычи нефти, при которой наступает *предел экономической рентабельности добычи нефти* или, другими словами, при установленных замыкающих затратах текущий народнохозяйственный эффект от добычи 1 т нефти становится равным нулю. *Народнохозяйственным эффектом* называют прибыль (превышение доходов над расходами), которую получает государство от добычи нефти. Накопленный народнохозяйственный эффект при этом достигает максимального значения.

Для варианта разработки, рекомендуемого к внедрению, дополнительно определяются также другие экономические показатели. Эти вопросы более обстоятельно изучаются в экономических дисциплинах.

Контрольные вопросы

1. Охарактеризуйте сущность и преимущества численных методов математического моделирования процесса разработки нефтяных месторождений.
2. Какие основные требования предъявляются к современной методике расчета технологических показателей разработки?
3. Изложите основы теории непоршневого вытеснения нефти водой.
4. Расскажите о принципе построения модифицированных относительных проницаемостей.
5. В чем заключается сущность методики ВНИИ-2?
6. Что понимаем под барьерным заводнением? Чем обусловлена необходимость его применения?
7. Объясните причины малого охвата пластов по разрезу и площади при разработке залежей нееньютоновских нефтей.
8. Как влияет трещиноватость пород на процесс и показатели разработки месторождений?
9. Расскажите о структуре приведенных затрат и как они учитываются при проектировании разработки нефтяных месторождений.

ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ И ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ

§ 3.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕТОДОВ

С начала развития нефтяной промышленности до 40-х годов залежи разрабатывали на режимах истощения, при которых извлекали не более 25 % нефти от начальных запасов. Редко встречался естественный водонапорный режим.

Развитие и цели методов воздействия

К этому же периоду относится начало применения для отбора остаточных запасов так называемых вторичных методов добычи нефти — закачки воздуха и горячей газовоздушной смеси, вакуум-процесса и др. В отличие от скважинных систем разработки применялись *шахтный* (при подъеме нефтенасыщенной породы на поверхность и при помощи скважин или других дренажных каналов) и *карьерный* (открытый) способы добычи нефти. Было осуществлено также площадное заводнение на отдельных пятиточечных элементах.

С конца 40-х годов наметился качественно новый этап в развитии технологии нефтедобычи — интенсивное внедрение заводнения как на энергетически истощенных (*вторичный метод добычи нефти*), так и на вводимых в разработку (*первичный метод*) месторождениях. В 1948 г. впервые в СССР было начато в крупном промышленном масштабе с целью поддержания пластового давления (ППД) законтурное заводнение на Туймазинском месторождении с начала разработки. Наряду с испытанием и внедрением других методов в послевоенные годы основным методом воздействия на нефтяные залежи стало заводнение. Вследствие доступности воды, относительной простоты закачки и высокой эффективности вытеснения нефти водой обычное заводнение будет широко применяться еще длительное время. В настоящее время на месторождениях, разрабатываемых с заводнением, добывают в СССР около 90 %, а в США — около 50 % ежегодной добычи нефти, при этом в пласты закачивают соответственно более 2 и 1,2 млрд. м³ воды. Поддержание пластового давления заводнением позволило увеличить среднюю проектную нефтеотдачу пластов в целом по стране (с учетом других систем и методов разработки) примерно

в 2 раза; темпы добычи нефти (текущую годовую добычу); продолжительность фонтанирования скважин.

(Заводнение как отдельный метод разработки при благоприятных физико-геологических условиях позволяет достичь коэффициента нефтеотдачи (нефтеизвлечения) 0,65—0,7. Однако при заводнении месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (высокая вязкость нефти, малая проницаемость и большая неоднородность пластов) коэффициенты нефтеотдачи уменьшаются до 0,3—0,35 при увеличивающейся кратности промывки с 0,8—1 до 5—7, а при вязкости нефти более 25—30 мПа·с заводнение становится малоэффективным. Поэтому перед нефтедобывающей отраслью стоит проблема повышения нефтеотдачи пластов, заключающаяся в увеличении эффективности заводнения как основной технологии и в отборе остаточной нефти из уже заводненных зон (*третичные методы добычи*) и из залежей, которые разрабатываются при других режимах истощения или вытеснения.)

В 50-х годах повышение эффективности заводнения связывали в основном с изменением схемы размещения скважин (приконтурное, осевое, блоковое, очаговое, площадное, избирательное заводнения), выбором оптимального давления нагнетания, объектов разработки и др. В начале 60-х годов начали усиленно изучать способы улучшения вытесняющей способности воды за счет добавки различных активных примесей (поверхностно-активных веществ, углеводородного газа, щелочи, кислоты и др.).

Классификация, условия и перспективы применения методов повышения нефтеотдачи

В настоящее время известны, изучаются и внедряются в промышленную практику десятки различных методов воздействия на нефтяные залежи и повышения нефтеотдачи (первичные, вторичные, третичные). Современные методы повышения нефтеотдачи (нефтеизвлечения) в той или иной степени базируются на заводнении. Среди них можно выделить четыре основные группы:

гидродинамические методы — циклическое заводнение, изменение направлений фильтрационных потоков, создание высоких давлений нагнетания, форсированный отбор жидкости, а также методы воздействия на призабойную зону пласта;

физико-химические методы — заводнение с применением активных примесей (поверхностно-активных веществ, полимеров, щелочи, серной кислоты, диоксида углерода, мицеллярных растворов);

газовые методы — водогазовое циклическое воздействие, вытеснение нефти газом высокого давления;

Таблица 3.1. Основные критерии для применения физико-химических и газовых методов повышения нефтеотдачи (по М. Л. Сургучеву)

Параметр	Вытеснение диоксидом углерода	Водогазовое воздействие	Закачка мицеллярных растворов	Полимерное заводнение	Закачка водных растворов ПАВ
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	<15	<25	<15	5—100	25
• Нефтенасыщенность, %	>30	>50	>25	>50	
Пластовое давление, МПа	>8	Не ограничено			
Пластовая температура, °С	Не ограничена		<70		
Проницаемость пласта, мкм ²	Не ограничена		>0,1	0,1	Не ограничена
Толщина пласта, м	25		<25	Не ограничена	
Трещиноватость	Неблагоприятна *				
Литология	Не ограничена		Песчаник		Песчаник и карбонаты
Соленость пластовой воды, мг/л	Не ограничена		5	20	
Жесткость воды (наличие солей кальция и магния)	Не ограничена		Неблагоприятна		Не ограничена
Газовая шапка	Неблагоприятна	Не ограничена	Неблагоприятна		
Плотность сетки скважин, 10 ⁴ м ² /скв	Не ограничена		<16	<24	Не ограничена

* Неблагоприятный, а в сильно выраженной форме — недопустимый параметр.

Таблица 3.2. Основные критерии для применения тепловых методов повышения нефтеотдачи (по М. Л. Сургучеву)

Параметр	Внутри- пластовое горение	Вытеснение паром	Пароцикли- ческая обработка	Вытеснение горячей водой
Вязкость пластовой неф- ти, мПа·с	>10	>50	>100	>5
Нефтенасыщенность, %	>50			
Проницаемость пласта, мкм ²	>0,1	>0,2	Не ограничена	
Толщина пласта, м	>3	>6		>3
Трещиноватость	Неблагоприятна *			
Глубина залегания пла- ста, м	>1500	<1200		<1500
Содержание глины в пла- сте, %	Не ограни- чено	5—10		
Плотность сетки сква- жин, 10 ⁴ м ² /скв	<16	<6	Не ограничена	

* Неблагоприятный, а в сильно выраженной форме — недопустимый параметр.

тепловые методы — вытеснение нефти теплоносителями (горячей водой, паром), пароциклическая обработка, внутрипластовое горение, использование воды как терморазтворителя нефти.

Применимость методов повышения нефтеотдачи пластов определяется геолого-физическими условиями (табл. 3.1 и 3.2). Известные методы характеризуются различной потенциальной возможностью увеличения нефтеотдачи пластов (от 2 до 35 % от балансовых запасов) и разными факторами их применения (табл. 3.3). Для месторождений с маловязкими нефтями, разрабатываемых с использованием заводнения, к наиболее перспективным можно отнести следующие методы: гидродинамические; применение диоксида углерода, водогазовых смесей, ми-

Таблица 3.3. Потенциальные возможности и критические факторы методов повышения нефтеотдачи (по М. Л. Сургучеву)

Рабочий агент	Увеличение нефтеотдачи, %	Критический фактор применения рабочего агента
Вода + газ	5—10	Гравитационное разделение. Снижение продуктивности
Полимеры	5—8	Соленость воды и пласта. Снижение продуктивности
Щелочи	2—8	Активность нефти
Мицеллярные растворы	8—20	Сложность технологии. Соленость воды и пласта. Снижение продуктивности
Диоксид углерода	8—15	Снижение охвата воздействием. Регенерация, коррозия
Пар	15—35	Потери теплоты. Малая глубина. Вынос песка. Технические проблемы
Воздух + вода (горение)	15—30	Осложнения при инициировании горения. Охват пласта горением. Технические проблемы. Охрана окружающей среды

целлярных растворов, а для месторождений с высоковязкими нефтями — использование пара; внутрипластовое горение. Остальные методы будут применяться в основном для интенсификации добычи нефти и регулирования процесса разработки.

Современные методы повышения нефтеотдачи с 70-х годов получили широкое промышленное применение и испытание. В целом по стране на физико-химические методы приходится 50, на тепловые — 40 и на газовые — 10 % от общего объема применения по охвату запасов нефти. Практика показала, что использование методов повышения нефтеотдачи пластов в 7—10 раз дороже применения заводнения. Поэтому рентабельность их определяется ценой на нефть. Однако в будущем с учетом роста потребности в нефти и ограниченности ресурсов, тенденции экономии нефти и повышения эффективности ее использования во всех сферах потребления, интенсивных поисков альтернативных источников ее замены как топлива и сырья методы повышения нефтеотдачи пластов найдут широкое применение.

§ 3.2. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ЗАВОДНЕНИЕМ

В настоящее время заводнение — высокопотенциальный и освоенный метод разработки и увеличения нефтеотдачи пластов, применимый практически при всех геолого-физических и технико-технологических условиях, кроме гидрофобных коллекторов, высоковязких нефтей и сильно заглинизированных малопроницаемых пластов.

Водоснабжение систем ППД. Качество нагнетаемой воды

Поддержание пластового давления (ППД) заводнением требует использования больших объемов качественной воды. Решение проблемы водоснабжения сводится к изысканию надежного и водообильного источника (с оценкой запасов и возможных расходов воды), обоснованию качества воды и разработке технологии ее подготовки. Потребность составляет 1,5—2 м³ воды на 1 т добытой нефти. Расход закачиваемой воды определяется стадией разработки месторождения (рис. 3.1).

Качество воды включает наличие хороших нефтewытесняющих свойств, небольшое содержание механических примесей и эмульгированной нефти, отсутствие снижения проницаемости пласта (приемистости нагнетательных скважин), отсутствие в воде сероводорода, диоксида углерода, кислорода, водорослей и микроорганизмов.

Растворенный в воде кислород вызывает интенсивную коррозию металла и способствует активному развитию в пласте аэробных бактерий. Диоксид углерода понижает рН воды и приводит к разрушению защитных окисных пленок на металле, а также к усилению коррозии оборудования. Сероводород образует, реагируя с железом, твердые уносимые потоком воды частицы сернистого железа, а при наличии кислорода — серную кислоту. Он может образовываться в результате восстановления содержащихся в воде сульфатов кальция углеводородами нефти с выделением диоксида углерода и в виде осадка карбоната кальция. Наличие его в продукции добывающих скважин приводит к усилению коррозии нефтедобывающего оборудования. Сульфатопоглощающие и сульфатообразующие бактерии вызывают биокоррозию металлов. Они могут жить за счет расщепления органических и неорганических веществ и развиваться как при отсутствии свободного кислорода (анаэробные бактерии), так и при наличии растворенного в воде кислорода (аэробные бактерии). Сульфатовосстанавливающие бактерии способны полностью восстанавливать сульфаты, имеющиеся в закачиваемой воде, и образовывать до 100 мг/л сероводорода.

Снижение проницаемости пласта возможно вследствие набухания глин в пресных водах, химической несовместимости по солевому составу закачиваемой воды с пластовой, выпадения различных осадков и др. Механические примеси, соединения железа (продукты коррозии и сернистое железо), водоросли и различные микроорганизмы заиливают (кольматируют) поверхность фильтрации, выключают мелкопористые слои из процесса вытеснения.

Опыт показал, что устанавливать единые нормы по качеству воды для закачки в пласты нецелесообразно. Допустимое содержание механических примесей и эмульгированной нефти

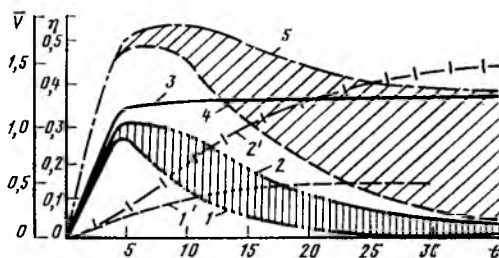


Рис. 3.1. Динамика относительного отбора жидкости, нагнетания воды, потребности в воде $\bar{V}$ и нефтеотдачи η во времени (по М. Л. Сургучеву):

1, 1' — соответственно добыча нефти и нефтеотдача при режиме растворенного газа; 2, 2', 3 — соответственно добыча нефти, нефтеотдача и отбор жидкости при заводнении; 4 — потребность в воде при полном возврате сточных вод; 5 — расход нагнетания воды. Штриховка: вертикальная — эффект в добыче нефти от заводнения; косая — экономия (возврат) воды

принимают с учетом проницаемости и трещиноватости пород до 5—50 мг/л, причем с увеличением трещиноватости повышается допустимое содержание. Диаметр фильтрационных каналов должен быть в 3—6 раз больше диаметра частиц. Пригодность воды оценивается в лаборатории (стандартный анализ состава и свойств, опыты по затуханию фильтрации через естественный керн) и пробной закачкой в пласт. Следует отметить, что количество ежегодно закачиваемого в каждую скважину загрязняющего материала достигает нескольких тонн.

Источники закачиваемой воды могут быть разные. В настоящее время используют воды: открытых водоемов (рек, озер, водохранилищ, морей); грунтовые (подрусловые и артезианские); глубинные (нижних и верхних глубинных горизонтов); сточные.

Грунтовые воды характеризуются значительным многообразием химического состава (минерализация 100—200 мг/л), небольшим содержанием взвешенных частиц. Их можно закачивать без специальной подготовки.

Воды глубинных горизонтов в большей степени минерализованы и также не требуют дополнительной обработки.

Воды поверхностных водоемов значительно уступают по качеству грунтовым и глубинным, содержат большое количество механических примесей (глины, ила, песка), особенно в период ливней, паводков, снеготаяния, штормов, способны вызвать набухание глин, кроме морской воды (минерализация черноморской и каспийской вод составляет 16 и 13 г/л).

Сточные воды состоят в основном из пластовых (в целом по СССР около 83 %), добываемых вместе с нефтью, пресных (12 %), подаваемых в установки подготовки нефти, и ливневых (5 %) вод. Они минерализованы (15—3000 г/л) и обладают хорошими нефтewтесняющими свойствами. Вместе с тем

сточные воды содержат большое количество эмульгированной нефти, механических примесей, а также диоксида углерода и сероводорода. Необходимость очистки от механических примесей и эмульгированной нефти удорожает использование сточных вод, однако при этом решается проблема охраны окружающей среды и утилизации (канализации) сточных вод.

В системах заводнения используется более 60 % сточных вод, остальной объем все еще закачивается в поглощающие скважины или сбрасывается в бессточные испарители. Сброс промышленных сточных вод в водоемы полностью прекращен. Следует отметить, что система ППД динамична: сначала используются воды внешних источников, а затем — пластовая вода по замкнутому циклу (безотходное производство).

Для проведения ППД можно использовать также стоки других промышленных предприятий (нефтеперерабатывающих заводов, калийных комбинатов, коммунальных хозяйств и др.). Источник воды выбирают на основе данных технико-экономического анализа с учетом технологии водоподготовки. На месторождениях Татарии и Башкирии используют поверхностные пресные воды, Азербайджана, Мангышлака — каспийскую воду, Западной Сибири — подземную воду.

Водоснабжение с использованием поверхностных и грунтовых вод

Технологические схемы водоснабжения могут отличаться друг от друга в зависимости от местных условий каждого нефтепромыслового района. Однако любая технологическая схема с использованием воды поверхностных водоемов в качестве источников водоснабжения включает все основные элементы, показанные на рис. 3.2. Водозаборные сооружения (водозаборы) и водоочистная станция включают в себя также буферные емкости для резерва воды, обеспечивающего обычно шестичасовую непрерывность водоподачи при ремонтных остановках или авариях (порывах водоводов и т. д.). Буферные емкости — это подземные железобетонные или наземные обогреваемые и теплоизолированные стальные резервуары.

Водозаборы и насосные станции 1-го подъема предназначены для забора воды из источников и подачи ее на водоочистную станцию или насосную станцию 2-го подъема. Водозаборы бывают *открытого* и *закрытого* типов. В первом случае всасывающая труба насосов 1-го подъема выводится в водоем, а прием ее защищается сеткой и железобетонным оголовком. Предпочтителен водозабор закрытого типа, или так называемый подрусловый, который обеспечивает подачу воды, почти не содержащей механических примесей. В данном случае вода поступает из водозаборных скважин глубиной 10—50 м, пробу-

ренных на подрусловый слой галечника или песка. Он питается водой поверхностного водоема (реки), обладает высокой проницаемостью и является естественным фильтром. Скважины бурят на расстояниях от берега реки 70—90 м и между собой не более 170 м. Такой водозабор может быть индивидуальным или сифонным (групповым). При *индивидуальном водозаборе*, когда уровень воды находится на глубине более 8 м, в каждую скважину опускают вертикальный погружной центробежный артезианский насос с электродвигателем. Вода подается по сборному водоводу сразу в буферные емкости насосной станции 2-го подъема.

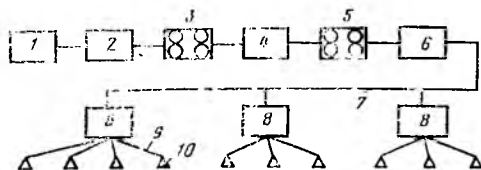


Рис. 3.2. Технологическая схема водоснабжения системы ППД:

1 — водозабор; 2 — насосная станция 1-го подъема; 3 — буферные емкости для исходной воды; 4 — водоочистная станция; 5 — буферные емкости для подготовленной воды; 6 — насосная станция 2-го подъема; 7 — магистральный водовод; 8 — кустовые насосные станции; 9 — разводящие водоводы; 10 — нагнетательные скважины

Предпочтение отдается *сифонному водозабору*, который на 15—25 % дешевле индивидуального.

Устье каждой скважины размещается в колодце и с помощью приемного коллектора подсоединяется к вакуумным котлам. В этих котлах посредством вакуумных насосов создается вакуум до 0,08 МПа. Вакуум-котлы высотой около 7 м устанавливают вместе с центробежными электронасосами насосной станции 1-го подъема в бетонной шахте глубиной 9—17 м. Вода под вакуумом поступает в вакуум-котлы, а дальше подается насосами в буферные емкости насосной станции 2-го подъема.

Может встречаться артезианский водозабор грунтовых вод закрытого типа. Применяемые водозаборы аналогичны таковым общепромышленного и коммунального водоснабжения.

Водоочистная станция предназначена для подготовки воды, поступающей из открытого водозабора. Подготовка воды должна включать следующие системы: а) фильтрационную для удаления из воды механических примесей; б) обескислороживания воды и удаления коррозионно-активных газов; в) бактерицидной обработки воды для подавления бактерий; г) солевой обработки воды, обеспечивающей совместимость ее с пластовой; д) автоматизированного управления подготовкой воды и контроля за ее качеством в основных точках системы подготовки и на устье нагнетательных скважин.

Для фильтрования вода подается в нижнюю часть вертикального смесителя, перед которым в нее добавляют дозатором жидкий коагулянт (сернокислый алюминий, глинозем или железный купорос), способствующий укрупнению взвешенных

частиц. Из смесителя вода самотеком поступает в суспензионные осветители (или горизонтальные отстойники), где образуются оседающие на дно хлопья, а затем проходит через песчаные фильтры сверху вниз. Очищенная вода самотеком собирается в резервуарах. Обескислороживание воды обеспечивается встречным пропусканием потоков воды и газа в вертикальных колоннах или обработкой химическими реагентами, связывающими свободный кислород и выводящими его в осадок.

Подавление бактерий достигается обработкой воды хлоридом, формальдегидом, алкилфосфатом и др. С целью подщелачивания воды при коагуляции, а также для ее умягчения, обезжелезивания и стабилизации перед смесителем в воду добавляют гашеную известь, кальцинированную воду, едкий натр или раствор аммиака. Подготовка сточных вод рассмотрена в гл. 11.

Насосные станции 2-го подъема размещают, как правило, в местах сосредоточения основных сооружений системы ППД (водозабор, станция водоподготовки, ремонтные цехи и др.) или совмещают с одной из кустовых насосных станций (КНС).

Современные КНС изготавливают в блочном исполнении (блочные КНС — БКНС) промышленным способом (в заводских условиях). В состав БКНС входят блоки: насосные; распределительных гребенок; электрического распределительного устройства; низковольтного оборудования; управления и автоматики (могут работать практически без обслуживающего персонала при периодической проверке функционирования отдельных узлов). Оборудование каждого блока смонтировано на металлической раме в железобетонной плите, на которой установлено укрытие (вагон). Монтаж БКНС осуществляют в течение 3—4 мес посредством мощных автокранов. Блочное строительство позволило существенно сократить сроки сооружения системы ППД и осуществлять ППД на ранних стадиях разработки. БашНИПИнефть разработал нормальный ряд БКНС с центробежными насосами типа ЦНС (расход 150 м³/ч, давление на выходе 10; 12,5; 15; 17,5 и 20 МПа). В зависимости от числа насосных блоков БКНС имеют подачу 3600, 7200 и 10 800 м³/сут. Каждая БКНС обеспечивает закачку воды в 3—15 нагнетательных скважин. Воду в скважины подают по индивидуальному водоводу, регулирование расхода осуществляют дросселированием, а измерение — диафрагменными счетчиками.

Магистральные водоводы строят кольцевыми (для больших месторождений с перемычками), лучевыми и линейными. Они работают при давлениях до 3 МПа. Разводящие водоводы работают при очень высоких давлениях, достигающих 25 МПа. Диаметры их соответственно составляют 300—1020 м. Изготов-

ляют водоводы из цельнотянутых бесшовных стальных труб и зарывают в грунт ниже глубины промерзания.

Устья нагнетательных скважин оборудуют специальной нагнетательной арматурой, рассчитываемой на рабочее давления 21 и 35 МПа и температуру не выше 120 °С (АНК 1-65×210 и АНК 1-65×350). Основные ее части — трубная головка и елка. Трубная головка состоит из крестовины, задвижек и быстро-сборного соединения, предназначенного для подключения нагнетательной линии к затрубному пространству при выполнении ремонтных и интенсифицирующих работ. Елка состоит из стволовых задвижек, тройника, боковых задвижек и обратного клапана.

Для борьбы с коррозией трубопроводов и оборудования системы ППД предложено: обрабатывать воду химическими ингибиторами коррозии (ИКН-1, ИКН-2, ИКБ-4, полиэтоксимином и другими веществами с защитным эффектом 50—100 %); применять катодную и протекторную защиту; покрывать поверхности защитными изоляционными материалами (эпоксидными смолами, лакокрасками) и футеровать внутреннюю поверхность новых труб винипластовыми и полиэтиленовыми трубами; использовать неметаллические материалы (стеклопластиковые трубы). Это предотвращает аварийные порывы водоводов, загрязнение окружающей среды, повышает срок службы насосов и др. В последние годы большое внимание уделяется защите от коррозии подземного оборудования нагнетательных скважин (цементаж до устья, катодная защита, внутренние покрытия).

Воды глубинных горизонтов, как правило, превосходят по качеству воды других источников. Технологические схемы забора и подачи воды глубинных горизонтов в нагнетательные скважины можно классифицировать по нескольким признакам:

- по виду используемой энергии: с естественным перетоком воды из водоносного пласта в нефтяной под воздействием естественной разности приведенных давлений в них; с принудительным перетоком (закачкой) с помощью поверхностных или погружных насосов;

- по взаимному расположению пластов: с нижним перетоком (водоносный пласт залегает ниже нефтяного; с верхним перетоком (наоборот);

- по наличию и расположению КНС: без применения КНС; с наземными КНС; с подземными «кустовыми насосными станциями» (насосы размещены в скважинах);

- по выходу воды на поверхность: с внутрискважинным перетоком, при котором вода глубинного водоносного горизонта подается в нефтяной пласт без выхода ее на поверхность; с внешнескважинным перетоком, когда вода подается из скважины на поверхность, а затем закачивается в соседние нагнетательные

скважины или в ту же скважину по второму каналу (водозаборно-нагнетательную скважину);

по совмещению функций нагнетательной и водозаборной скважин: без совмещения, когда бурятся отдельно водозаборные и нагнетательные скважины; с совмещением, когда одна и та же скважина выполняет одновременно функции водозаборной и нагнетательной скважин (с водозаборно-нагнетательными скважинами);

по восполнению запасов глубинных вод: без восполнения запасов; с восполнением запасов путем перевода поверхностного стока в подземный (пример в условиях Речицкого нефтяного месторождения, когда в том числе совмещался процесс водоподготовки).

Часть схем, классифицируемых по разным параметрам, могут объединяться в одну. В качестве примера рассмотрим наиболее интересные с позиций наличия условий для применения технологические схемы.

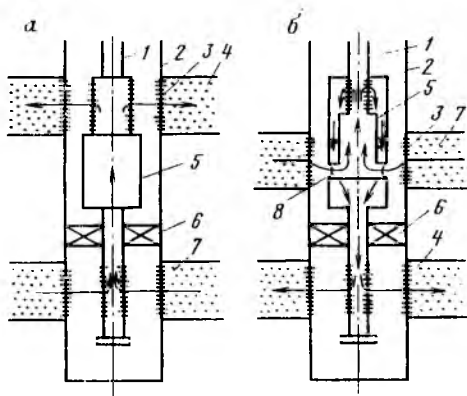
Естественный нижний или верхний внутрискважинный переток в водозаборно-нагнетательной скважине без применения КНС возможен как по насосно-компрессорным трубам (НКТ) с установкой пакера между вскрытыми перфорацией в данной скважине водоносным и нефтяным пластами, так и по обсадной колонне без установки пакера (рис. 3.3). Для измерения расхода воды в обсадную колонну или в специальную камеру, расположенную в рассечке НКТ на линии перетока, можно спускать на кабеле (при дистанционной регистрации) или на стальной проволоке (при местной регистрации) скважинный расходомер. Расход можно регулировать посредством скважинных штуцеров, оттарированных на поверхности или управляемых дистанционно с поверхности (механическим, электрическим или иным путем) и спускаемых в скважину с помощью, например, канатной техники (т. е. с помощью каната — стальной проволоки). Такая схема может оказаться применимой при заводнении предварительно истощенных месторождений, когда разница приведенных давлений достаточна для поглощения потребных расходов воды. В других случаях возникает необходимость в принудительном перетоке.

При принудительном перетоке в скважину на НКТ или на кабеле-канате спускают погружной центробежный электронасос. Пласты разобщают пакером, который для предупреждения его смещения под действием силы (150 кН), обусловленной перепадом давления, закрепляют в обсадной колонне специальным устройством — якорем. Эта схема нашла применение на месторождениях Башкирии, Куйбышевской области и др.

Применительно к условиям Западной Сибири разработаны технологические схемы как с наземными, так и подземными КНС, а именно:

Рис. 3.3. Схемы оборудования водозаборно - нагнетательных скважин при естественном нижнем (а) и верхнем (б) внутрискважинном перетоке:

1 — НКТ; 2 — обсадная колонна; 3 — интервалы перфорированных труб; 4 — нефтяной пласт; 5 — камера для установки дебитомера (расходомера); 6 — пакер (разделитель); 7 — водяной пласт; 8 — муфта перекрестного течения жидкости



с наземными КНС: а) вода из фонтанирующих водозаборных скважин поступает в блок водоподготовки и далее насосами КНС подается в нагнетательные скважины; перед КНС можно устанавливать погружной подпорный насос, расположенный в скважине-шурфе; б) вода из водозаборной скважины повышенной производительности погружным насосом подается на КНС и затем в нагнетательные скважины;

с подземными КНС: а) вода из водозаборной скважины погружным электронасосом с повышенным напором и подачей направляется по разводящим водоводам в нагнетательные скважины (совмещается водозаборная скважина с КНС); могут также совмещаться отдельные нагнетательные скважины с водозаборными или применяться для подпора погружные высоконапорные насосы, установленные в скважинах-шурфах; б) в водозаборно-нагнетательной скважине осуществляется принудительный внутрискважинный переток (совмещается водозаборно-нагнетательная скважина с подземной КНС).

Результаты расчетов показали, что применение таких схем по сравнению со схемами использования вод наземных водоисточников обеспечивает снижение себестоимости и удельных капитальных вложений на закачку 1 м³ воды приблизительно на 35 и 10 %. Практическая реализация рассмотренных схем на месторождениях Западной Сибири базируется на использовании вод вышезалегающего апт-альб-сеноманского комплекса, распространяющегося в пределах всех основных нефтяных месторождений региона. Дебиты водозаборных скважин при открытом изливе достигают 3—4 тыс. м³/сут при наличии песка до 5 г/дм³. Забои оборудуют противопесочными фильтрами, а на поверхности устанавливают отстойники для улавливания песка.

Одновременно-раздельная закачка воды

Эта закачка означает подачу воды отдельно в каждый пласт многопластового месторождения под разным давлением в соответствии с его коллекторскими свойствами. В случае подачи воды при одном давлении ускоренно обводняются высокопроницаемые пласты, а малопроницаемые пласты в разработку практически не вовлекаются. Это приводит к преждевременному обводнению продукции добывающих скважин, необходимости осуществления ремонтно-изоляционных работ, увеличения продолжительности и стоимости разработки месторождения.

Способы регулирования закачки воды (аналогично и газа) по отдельным пластам могут включать следующее: подведение к устью нагнетательной скважины водоводов высокого и низкого давлений и подачу воды по колонне НКТ и по затрубному пространству в разобщенные пакером пласты; подачу воды под высоким давлением по одному каналу и распределение ее по отдельным пластам при помощи сменных или регулируемых забойных штуцеров; периодическую закачку воды в высокопроницаемые пласты путем отключения их пакерами или эластичными шариками; комбинацию рассмотренных методов.

Среди предложенного оборудования можно выделить одно- и двухпакерные конструкции. Второй, верхний, пакер применяют при необходимости закачки воды в верхний пласт под давлением, превышающим прочностную характеристику обсадной колонны. При закачке в три и более пластов могут использоваться одно- и многоколонные конструкции с применением забойных регуляторов расхода.

§ 3.3. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ

Назначение гидродинамических методов — увеличение коэффициента охвата малопроницаемых нефтенасыщенных объемов пласта вытесняющей водой путем оптимизации режимов нагнетания и отбора жидкости при заданной сетке скважин и порядке их ввода в работу. Эти методы представляют собой дальнейшую оптимизацию технологии процесса заводнения и поэтому не требуют существенного изменения ее.

Циклическое заводнение

Метод разработан во ВНИИнефти, впервые применен в 1964 г. на Покровском месторождении. Технология его заключается в периодическом изменении расходов (давлений) закачиваемой воды при непрерывной или периодической добыче жидкости из

залежи со сдвигом фаз колебаний давления по отдельным группам скважин. В результате такого нестационарного воздействия на пласты в них проходят волны повышения и понижения давления. Физическая сущность процесса состоит в том, что при повышении давления в залежи в первой половине цикла (в период нагнетания воды) нефть в малопроницаемых прослоях (зонах) сжимается и в них входит вода. При снижении давления в залежи во второй половине цикла (уменьшение расхода или прекращение закачки воды) вода удерживается капиллярными силами в малопроницаемых прослоях, а нефть выходит из них. Продолжительность циклов должна составлять 4—10 сут и увеличиваться по мере удаления фронта вытеснения до 75—80 сут.

Основные критерии эффективного применения метода по сравнению с обычным заводнением следующие: а) наличие слоисто-неоднородных или трещиновато-пористых гидрофильных коллекторов; б) высокая остаточная нефтенасыщенность (более раннее применение метода: на начальной стадии повышение нефтеотдачи составляет 5—6 % и более, тогда как на поздней — лишь 1—1,5 %); в) технико-технологическая возможность создания высокой амплитуды колебаний давления (расходов), которая реально может достигать 0,5—0,7 от среднего перепада давления между линиями нагнетания и отбора (среднего расхода); г) возможность компенсации отбора закачки (в полупериод повышения давления нагнетания объем закачки должен увеличиваться в 2 раза, а в полупериод снижения давления — сокращаться до нуля в результате отключения нагнетательных скважин).

Циклическое заводнение означает, что в общем случае каждая из нагнетательных и добывающих скважин работает в режиме периодического изменения забойного давления (расхода, отбора). Осуществление метода требует увеличения нагрузки на нагнетательное и добывающее оборудование. Для обеспечения более равномерной нагрузки на оборудование залежь необходимо разделить на отдельные блоки со смещением полупериодов закачки и отбора. Оснащение промыслов современными насосами позволяет осуществлять процесс без дополнительных затрат на переустройство системы заводнения. Полная остановка нагнетательных скважин может потребовать использования высоконапорных насосов, рассчитанных на давления 25—40 МПа, или привести к замерзанию скважин и водоводов в зимнее время. Метод способствует увеличению текущего уровня добычи нефти и конечной нефтеотдачи.

Изменение направлений фильтрационных потоков

Идея метода высказывалась А. П. Крыловым, Ю. П. Борисовым, М. Л. Сургучевым и др. Впервые он был применен в 1968 г. на Покровском месторождении. Технология метода заключается в том, что закачка воды прекращается в одних скважинах и переносится на другие, в результате чего обеспечивается изменение направления фильтрационных потоков до 90° .

Физическая сущность процесса состоит в следующем. Во-первых, при обычном заводнении вследствие вязкостной неустойчивости процесса вытеснения образуются целики нефти, обойденные водой. Во-вторых, при вытеснении нефти водой водонасыщенность вдоль направления вытеснения уменьшается (см. рис. 2.2, в и 2.3). При переносе фронта нагнетания в пласте создаются изменяющиеся по величине и направлению градиенты гидродинамического давления, нагнетаемая вода внедряется в застойные малопроницаемые зоны, большая ось которых теперь пересекается с линиями тока, и вытесняет из них нефть в зоны интенсивного движения воды. Объем закачки вдоль фронта целесообразно распределить пропорционально оставшейся нефтенасыщенности (соответственно уменьшающейся водонасыщенности).

Изменение направления фильтрационных потоков достигается за счет дополнительного разрезания залежи на блоки, очагового заводнения, перераспределения отборов и закачки между скважинами, циклического заводнения. Метод технологичен, требует лишь небольшого резерва и мощности насосных станций и наличия активной системы заводнения (поперечные разрезающие ряды, комбинация приконтурного и внутриконтурного заводнений и др.). Он позволяет поддерживать достигнутый уровень добычи нефти, снижать текущую обводненность и увеличивать охват пластов заводнением. Метод более эффективен в случае повышенной неоднородности пластов, высоковязких нефтей и применения в первой трети основного периода разработки.

Создание высоких давлений нагнетания

Величина давления нагнетания влияет на технико-экономическую эффективность заводнения. В практике заводнения наблюдается тенденция к повышению давления нагнетания на устье с 5 до 16—20 МПа, а в отдельных случаях до 20—30 и даже 40 МПа.

Обобщение опыта заводнения и специальные исследования, выполненные А. В. Афанасьевой, А. Т. Горбуновым, И. Н. Шустефом, Р. Н. Дияшевым, показали следующее: при существующих режимах закачки воды заводнением охватывается

только небольшая часть нефтенасыщенной толщины пласта (20—25 %); при определенных давлениях нагнетания проницаемые (а часто и высокопроницаемые) коллекторы воды не принимают; при повышении давления нагнетания до вертикального горного увеличивается толщина интервалов пласта, принимающих воду (охват толщины заводнением); индикаторная зависимость приемистости от давления нагнетания нелинейная, причем темп прироста приемистости существенно выше, чем темп прироста давления.) Объясняется это тем, что с ростом давления нагнетания трещины пласта раскрываются и увеличивается их проницаемость (см. § 2.7); преодолевается предельный градиент давления сдвига для неньютоновских нефтей и систем (см. § 2.6); возникают инерционные сопротивления, вызывающие противоположное первым двум факторам искривление индикаторных линий. На индикаторной кривой можно выделить следующие давления: p' — первое критическое давление нагнетания, соответствующее давлению раскрытия или образования трещин в самом слабом по механической прочности интервале пласта (нижним пределом его является гидростатическое давление, составляющее для большинства месторождений Урало-Поволжья около 0,4 вертикального горного давления): p'' — второе критическое давление нагнетания, соответствующее максимальному значению охвата по толщине; превышение его приводит к резкому увеличению трещиноватости, образованию нескольких крупных трещин, принимающих воду (для месторождений Пермской области оно близко к вертикальному горному давлению или несколько превышает его).

Применение высоких давлений нагнетания в пределах между p' и p'' обеспечивает: увеличение текущих дебитов скважин и пластового давления (однако недопустимо повышение его в зоне отбора выше p''); снижение обводненности продукции за счет более интенсивного притока нефти из малопроницаемого пропластка; уменьшение влияния неоднородности коллектора за счет относительно большего увеличения приемистости малопроницаемого пропластка по сравнению с высокопроницаемым; повышение текущей нефтеотдачи при существенно меньшем расходе воды за счет вовлечения в разработку дополнительных запасов нефти.

Применение метода требует решения многих технических задач. Серийно выпускаемые насосы обеспечивают на выкиде давление до 20 МПа, что позволяет использовать метод для залежей, расположенных на глубинах до 1000—1500 м. Необходимы сооружения или реконструкция КНС и прокладка новых разводящих водоводов, рассчитанных на высокое давление, что связано с большими затратами. Возможно использование существующих КНС и водоводов, тогда у нагнетательных скважин устанавливаются индивидуальные дожимные установки,

например погружные центробежные электронасосы (давление до 30 МПа), расположенные в скважинах-шурфах. Необходимо также обеспечить надежность конструкций нагнетательных скважин, разработать более надежные конструкции пакеров и др. Однако применение метода может явиться основой внедрения и других методов (циклическое заводнение, полимерное заводнение и др.).

Форсированный отбор жидкости

Впервые началось применение метода в 1938 г. на промыслах Азербайджана. Технология заключается в поэтапном увеличении дебитов добывающих скважин (уменьшении забойного давления p_z). Физико-гидродинамическая сущность метода состоит в создании высоких градиентов давления путем уменьшения p_z . При этом в неоднородных сильно обводненных пластах вовлекаются в разработку остаточные целики нефти, линзы, тупиковые и застойные зоны, малопроницаемые пропластки и др. Условиями эффективного применения метода считают: а) обводненность продукции не менее 80—85 % (начало завершающей стадии разработки); б) высокие коэффициенты продуктивности скважин и забойные давления; в) возможность увеличения дебитов (коллектор устойчив, нет опасений прорыва чуждых вод, обсадная колонна технически исправна, имеются условия для применения высокопроизводительного оборудования, пропускная способность системы сбора и подготовки продукции достаточна).

Для решения вопроса о применении метода необходимо предварительное изучение зависимости дебита нефти от дебита жидкости. Дебиты жидкости необходимо назначать по максимуму дебита нефти. Техника форсирования отборов может быть самой различной: штанговые насосы при полной загрузке оборудования, электронасосы, рассчитанные на большие подачи, и др.

В заключение отметим, что воздействие на призабойную зону пласта с целью расширения профиля притока и приемистости, повышение качества вскрытия пласта и освоения скважин также способствуют увеличению нефтеотдачи. Эти методы рассмотрены в гл. 5 и 10.

§ 3.4. ГАЗОВЫЕ МЕТОДЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Нагнетание газа в нефтяные залежи для ППД и повышения нефтеотдачи применяли значительно раньше, чем заводнение. Для этого использовали воздух, выхлопные или дымовые газы, углеводородный газ. Применение воздуха прекращено вследст-

ние многих отрицательных последствий (окисление нефти, увеличение ее плотности и вязкости, снижение качества нефтяного газа, образование стойких эмульсий и др.). При использовании сжиженных углеводородных газов, как и других жидких углеводородных растворителей, возникает новая и не менее трудная проблема извлечения из недр застревающего в порах пласта дорогого растворителя, цена которого значительно выше, чем нефти.

В настоящее время ограничились применением углеводородного сухого газа, газовой смеси, газа высокого давления и обогащенного газа.

Вытеснение может быть как несмешивающимся, так и смешивающимся (без существования границы раздела фаз). Смеси́мость газа с нефтью в пластовых условиях при современных технических средствах достигается только в случае легких нефтей (плотность дегазированной нефти менее 800 кг/м^3) при давлении нагнетания сухого углеводородного газа около или более 25 МПа, обогащенного газа — 15—20 МПа (для сравнения сжиженного — 8—10 МПа). С улучшением смеси́мости повышается нефтеотдача.

Применение углеводородного газа определилось трудностями или отрицательными последствиями закачки воды (наличием в пласте набухающих в воде глин; малой проницаемостью пород и, как следствие, недостаточной приемистостью нагнетательных скважин).

Основными критериями эффективности процесса закачки газа можно назвать:

углы падения пластов: при углах более 15° закачка газа в сводовую часть, при меньших — площадная закачка (в пологих структурах затруднено гравитационное разделение газа и нефти);

глубину залегания пласта: при малой глубине и высоких давлениях нагнетания возможны прорывы газа в вышележащие пласты (нарушение герметичности залежи), а при большой глубине требуются очень высокие давления нагнетания, что не всегда технически осуществимо и экономически оправдано;

однородность пласта по проницаемости и невысокую вязкость нефти: проявляется проницаемостная и вязкостная неустойчивость вытеснения и преждевременные прорывы газа в добывающие скважины;

гидродинамическую замкнутость залежи, что исключает утечки.

Для нагнетания можно использовать нефтяной газ, природный газ соседних газовых месторождений или газ из магистральных газопроводов. Технологическая схема нагнетания сухого нефтяного газа приведена на рис. 3.4. При использовании природного газа очистка и подготовка его проводятся на газо-

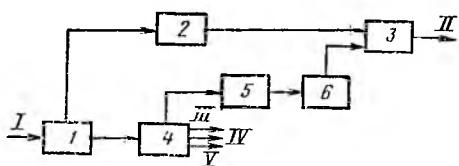


Рис. 3.4. Технологическая схема закачки нефтяного газа:

I — продукция нефтяных скважин; *II* — газ в нагнетательные скважины; *III* — газ на местное потребление; *IV* — нефть потребителю; *V* — вода; 1 — сепаратор высокого давления; 2 — газоочиститель (от увлеченной воды и механических примесей); 3 — компрессор высокого давления (компрессорная станция); 4 — установка комплексной подготовки нефти; 5 — отбензинивающая установка (газобензиновый завод); 6 — компрессор низкого давления

на станция); 4 — установка комплексной подготовки нефти; 5 — отбензинивающая установка (газобензиновый завод); 6 — компрессор низкого давления

вом промысле, как и для магистрального транспорта. На Битковском месторождении осуществлялся естественный перепуск газа из нижележащей эоценовой газоконденсатной залежи без предварительной подготовки в менилитовую залежь по трем схемам: с внешнескважинным перепуском без и с совмещением функций нагнетательной и газозаборной скважин и внутрискважинным перепуском (см. § 3.2).

Приемистость скважин устанавливают опытно или оценивают по формуле дебита газовой скважины, умножая расчетное значение на опытный коэффициент. Для поддержания давления на существующем уровне общий расход нагнетаемого газа должен равняться сумме дебитов нефти, газа и воды, приведенных к пластовым условиям. Разделив общий расход на приемистость одной скважины, можно определить число газонагнетательных скважин. Забойное давление вычисляется с учетом потерь давления на трение и давления столба газа. Обычно давление нагнетания на 15—20 % выше пластового давления.

Преждевременные прорывы газа резко снижают эффективность процесса вытеснения и увеличивают энергетические затраты. Их выявляют путем контроля за газовым фактором и химическим составом газа. Для предупреждения прорывов газа уменьшают отборы жидкости из скважин вплоть до остановки тех, в которых отмечается прорыв, снижают объем нагнетаемого газа, вместе с газом закачивают жидкость, проводят циклическую закачку газа и др.

Закачка газа вместе с водой привела к разработке метода *водогазового циклического воздействия* как более эффективного метода повышения нефтеотдачи, чем применяемые в настоящее время в широких масштабах заводнение и в качестве экспериментов нагнетание газа (в условиях несмеси). Коэффициент вытеснения увеличивается за счет наличия в пласте свободного газа на величину предельной газонасыщенности (10—15 %), при которой газ неподвижен. Наиболее целесообразно не одновременное, а попеременное нагнетание при содержании в газовой смеси одного из агентов (25—75 %). Продолжительность циклов по закачке одного агента составляет 10—30 сут. Совместная закачка трудноосуществима по техническим

причинам (выпадение гидратов, попадание газа в водоводы и т. д.).

Газовые методы реализованы в СССР на Битковском (сухой газ при отсутствии смесимости, газоводяное воздействие при давлениях 18—20 МПа), Журавлевско-Степановском (газоводяное воздействие), Озек-Суатском (газ высокого давления при 30—35 МПа), Ромашкинском (обогащенный газ) и Ключевом (смесь нефтяного газа и сжиженного нефтяного газа) месторождениях.

§ 3.5. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Физико-химические методы обеспечивают увеличение коэффициентов вытеснения и охвата одновременно или одного из них. Среди них выделяют две подгруппы: методы, улучшающие заводнение, которые основаны на снижении межфазного поверхностного натяжения и изменении соотношения подвижностей фаз и обеспечивают увеличение коэффициентов вытеснения и охвата; методы извлечения остаточной нефти из заводненных пластов, основанные на полной или частичной смесимости рабочих агентов с нефтью и водой.

Методы, улучшающие заводнение

К ним относятся методы, использующие в качестве рабочих агентов поверхностно-активные вещества (ПАВ), полимеры, щелочи и серную кислоту.

Неионогенные ПАВ типа ОП-10 при оптимальном массовом содержании 0,05—0,1 % обеспечивают снижение поверхностного натяжения от 35—45 до 7—8 мН/м, увеличение угла смачивания от 18 до 27° и уменьшение натяжения смачивания в 8—10 раз. Однако такие растворы способны обеспечить повышение нефтеотдачи не более чем на 2—5 %. *Метод закачки водных растворов ПАВ* испытывался с 60-х годов на 35 участках более 10 месторождений страны. Наиболее крупные промышленные опыты проводятся на Арланском и Самотлорском месторождениях. Однако вследствие большой адсорбции ПАВ из раствора поверхностью породы технологическая и экономическая эффективность становится весьма сомнительной.

Объемы закачиваемых растворов ПАВ должны быть очень большими (не менее 2—3 объемов пор). Фронт ПАВ движется по пласту в 10—20 раз медленнее, чем фронт вытеснения. Технология закачки раствора ПАВ весьма простая, не влечет за собой существенных изменений в технологии и в системе размещения скважин. Для дозированной подачи растворов ПАВ разработана установка УДПВ-5. Будущее метода связывают в ос-

новном с обработкой призабойных зон нагнетательных скважин для повышения их приемистости, с нагнетанием слабоконцентрированных (0,05—0,5 %) и высококонцентрированных (1—5 %) растворов для освоения плотных глинистых коллекторов и снижения давления нагнетания, а также с созданием композиций ПАВ, обеспечивающих уменьшение межфазного натяжения до 0,01—0,05 мН/м.

Метод полимерного заводнения основан на способности раствора полимера в воде уменьшать соотношение подвижностей (загущение воды) нефти и воды (текущий фактор сопротивления) и уменьшать подвижность воды, закачиваемой за раствором полимера (остаточный фактор сопротивления), что повышает охват пластов заводнением. С 70-х годов метод испытывался на нескольких месторождениях. Наиболее представительные опыты, проводимые на Орлянском и Арланском месторождениях. Испытан гидролизированный полиакриламид (ПАА). В СССР он производится в виде 7—8 %-ного геля и порошка. Рекомендуются оторочка размером 0,1—0,5 от объема пор с концентрацией 0,01—0,1 %. Гель ПАА не технологичен в применении (требует больших затрат ручного труда, больших транспортных расходов, замерзает при минусовой температуре). На Орлянском месторождении раствор из него концентрации 0,6—0,7 % получали рециркуляцией насосами, а дозированную подачу в водовод вели плунжерными насосами. Для приготовления раствора из порошка разработаны установки УДПП-1,5, УДПП-5, УДПП-200. Метод относится к дорогим, поэтому перспективы его применения зависят от цены на нефть, объемов производства дешевых полимеров и эффективного сочетания с другими методами повышения нефтеотдачи.

Метод щелочного заводнения основан на взаимодействии щелочей с активными компонентами (органическими кислотами) нефти и породой. При этом образуются ПАВ, изменяется смачиваемость породы, набухают глины, образуются устойчивые эмульсии и выделяются осадки. Испытание метода начато в 70-х годах на некоторых месторождениях, например на Трехозерном. Для приготовления щелочных растворов могут использоваться с различными показателями щелочности едкий натр (каустическая сода) NaOH , углекислый натрий (кальцинированная сода) Na_2CO_3 , гидроксид аммония (аммиак) NH_4OH , силикат натрия (растворимое стекло) Na_2SiO_3 . Наиболее активные из них первый и последний (силикатно-щелочное заводнение). Щелочные растворы закачивают в виде оторочек размером 0,1—0,25 объема пор с концентрацией 0,05—0,5 %. При значительной адсорбции щелочи возможна ступенчатая оторочка раствора с убывающей щелочной концентрацией. При взаимодействии силиката натрия и хлористого кальция CaCl_2 образуется устойчивая эмульсия и выделяется осадок силиката кальция

CaSiO_3 , снижающие проницаемость промытой части пласта. Приготовление раствора щелочи и его подача в пласт не отличаются большой сложностью. Будущее метода связывают с сочетанием его с тепловыми методами (термощелочные растворы) и с осадкообразованием в пласте.

Механизм повышения нефтеотдачи при вытеснении нефти серной кислотой (серноокислотное заводнение) заключается в образовании кислого гудрона (вязкой смолистой массы) в наиболее промытой водой зоне (наиболее значимый фактор) и поверхностно-активных водорастворимых сульфокислот. В результате снижается водопроницаемость промытых зон, повышается охват пласта заводнением и снижается межфазное натяжение (до 3—4 мН/м). Метод широко испытывался с 1969 г. на месторождениях Татарии, чему во многом способствовало наличие источника реагента.

Применяют либо техническую серную кислоту концентрацией до 96 %, либо так называемую алкилированную серную кислоту (АСК) концентрацией 80—85 % (серноокислотный отход производства высокооктанового бензина). Технология метода заключается в закачке в пласт небольшой (порядка 0,15 % порового объема пласта) оторочки серной кислоты, продвигаемой по пласту водой. Для этого у нагнетательной скважины размещают емкости (500—2000 м³) с АСК, которую насосами закачивают в пласт. После этого скважина подключается к общей системе заводнения для закачки воды.

Применение метода сопровождается сильной коррозией используемого оборудования и эксплуатационной колонны скважины.

Методы извлечения остаточной нефти из заводненных пластов

После применения обычного заводнения, физико-гидродинамических и газовых методов и методов, улучшающих заводнение, в залежах остается до 30—70 % запасов нефти. Эту остаточную нефть способны вытеснить лишь те рабочие агенты, которые смешиваются с нефтью и водой или имеют сверхнизкое межфазное натяжение. К ним относятся наиболее перспективные и высокопотенциальные методы вытеснения нефти диоксидом углерода (CO_2) и мицеллярными растворами.

Исследования применения диоксида углерода начаты в начале 50-х годов. С 60-х годов метод испытан на нескольких месторождениях. Углекислый газ при температуре выше 31 °С находится в газообразном состоянии при любом давлении. Если температура ниже 31 °С, образуется жидкая фаза, однако при давлении меньше 7,2 МПа углекислый газ испаряется. Ме-

тод основан на хорошей его растворимости в пластовых флюидах, что обеспечивает объемное расширение нефти в 1,5—1,7 раз, смесимость его с нефтью (устранение капиллярных сил), снижение вязкости нефти (от десятков процентов до нескольких раз) и, как результат, повышение коэффициента вытеснения (до 0,95). Однако применение CO_2 как любого маловязкого агента сопровождается значительным снижением коэффициента охвата (на 5—15 %), из-за чего увеличение коэффициента нефтеотдачи может составлять лишь 7—12 %.

Источниками получения CO_2 могут быть залежи углекислого газа (Семивидовское, Астраханское месторождения), тепловые электростанции, заводы по получению искусственного газа из угля, сланцев и другие химические заводы. При сжигании природного газа получается в 6—11 раз больший объем продуктов сгорания.

Диоксид углерода закачивают во внутриконтурные нагнетательные скважины в газообразном (лучше при давлении полной смесимости около 10—30 МПа) или жидком состоянии в виде оторочки, проталкиваемой водой, вместе с водой для создания чередующихся оторочек при отношении порций CO_2 и воды приблизительно 0,25—1, а также в растворенном состоянии в виде карбонизированной воды концентрацией 3—5 %. Использование карбонизированной воды малоэффективно (коэффициент вытеснения повышается всего на 10—15 %). Оптимальный объем оторочки CO_2 составляет 0,2—0,3 объема пор. Кроме сочетания закачки CO_2 с заводнением для уменьшения преждевременных прорывов CO_2 предлагается нагнетать его попеременно с раствором полимера, силиката натрия, ПАВ, углеводородным газом и др. Техника закачки зависит от применяемой технологии.

Для внедрения метода необходимо решить проблемы транспорта жидкого CO_2 , распределения его по скважинам, утилизации CO_2 и повторного использования, борьбы с коррозией труб и нефтепромыслового оборудования.

Из всех известных методов закачка CO_2 наиболее универсальна и перспективна. Применение этого метода определяется ресурсами природного CO_2 , так как потребности в нем (1000—2000 м³ на 1 т добычи нефти) трудно удовлетворить за счет отходов химического производства, хотя этот источник CO_2 экономически рентабелен.

Мицеллярный раствор — это тонкодисперсная коллоидная система из углеводородной жидкости (от сжиженного нефтяного газа до сырой легкой нефти), воды и водонефтерастворимого ПАВ, стабилизированная спиртом (изопропиловым, бутиловым). Мицеллярное заводнение обеспечивает снижение межфазного натяжения в пласте при оптимальном составе практически до нуля (не более 0,001 мН/м). По лабораторным дан-

ным, коэффициент нефтевытеснения при мицеллярном заводнении составляет 80—98 %.

Технология процесса состоит в закачке во внутриконтурные скважины последовательно оторочек растворов химических реагентов: а) предоторочки (20 % от объема пор) из пресной воды или слабоминерализованного раствора хлористого натрия для понижения концентрации ионов кальция и магния (при необходимости); б) оторочки мицеллярного раствора малоконцентрированного (20—50 % от объема пор) или высококонцентрированного (5—15 % от объема пор); в) буферной оторочки или буфера подвижности (до 30—60 % от объема пор) из полимерного раствора с постепенно уменьшающейся вязкостью от вязкости мицеллярного раствора до вязкости воды (*мицеллярно-полимерное заводнение*). Вслед за буферной оторочкой до конца разработки закачивается обычная вода, применяемая для заводнения. Для сохранения целостности оторочки мицеллярного раствора в предоторочку и в буферную оторочку добавляют спирт концентрации, равной его концентрации в мицеллярном растворе.

Мицеллярные растворы могут быть высококонцентрированными, содержащими до 50—70 % углеводов, до 8—10 % сульфатов, до 2—3 % стабилизатора, и малоконцентрированными водными, содержащими углеводов менее 5 %, сульфатов до 2 % и стабилизатора менее 0,1 %. Мицеллярный раствор готовится из составных компонентов непосредственно на месторождении. Обычно он хорошо перемешивается при циркуляции его через насос, перед закачкой его пропускают через фильтр. Оптимальная технология должна жестко выдерживаться, так как ее нарушение неизбежно ухудшает эффективность процесса.

Потенциальные масштабы применения метода очень большие (все месторождения с терригенными коллекторами, нефтенасыщенностью более 30 % и вязкостью нефти менее 15—20 мПа·с). Внедрение метода ограничивается сравнительно высокой стоимостью мицеллярного раствора.

§ 3.6. ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Сущность тепловых методов состоит в том, что наряду с гидродинамическим вытеснением повышается температура в залежи, что способствует существенному уменьшению вязкости нефти, увеличению ее подвижности, испарению легких фракций и др.

Объектами их применения являются залежи высоковязкой смолистой нефти вплоть до битумов, залежи нефтей, обладающих неньютоновскими свойствами, а также залежи, пластовая температура которых равна или близка к температуре насыще-

ния нефти парафином. Высокой вязкостью характеризуется относительно большая доля известных запасов нефти в мире, причем отмечается тенденция ее возрастания. Другие методы разработки и повышения нефтеотдачи либо не применимы, либо не обеспечивают достаточной эффективности. Различают следующие разновидности тепловых методов: *теплофизические* — закачка в пласт теплоносителей (горячей воды, пара, в том числе в качестве внутрипластового терморазрушителя, и паровых циклических обработок скважин); *термохимические* — внутрипластовое горение.

Закачка в пласт теплоносителей и терморазрушителя

Первые работы по закачке пара в пласт относятся к 1932 г. Лучшими теплоносителями и вытеснителями оказались горячая вода и водяной пар при высоком давлении. При подогреве воды до температуры кипения $t_{\text{кип}}$ (насыщения) при постоянном давлении ей сообщается теплота жидкости. При кипении из воды выносятся пузырьки пара вместе с мельчайшими капельками влаги, смесь которых называют насыщенным паром с различной степенью сухости $x_{\text{п}}$ (отношение массы сухой паровой фазы к массе смеси). При $1 > x_{\text{п}} > 0$ имеем влажный насыщенный пар, а при $x_{\text{п}} = 1$ — сухой насыщенный пар (неустойчивое мгновенное состояние). Перегретым паром называют пар, который при одинаковом давлении с насыщенным имеет температуру больше $t_{\text{кип}}$. При охлаждении перегретого пара при постоянном давлении выделяется теплота перегрева, затем теплота парообразования (конденсации) и дальше частично теплота жидкости, т. е. получают насыщенный пар и за ним горячая вода. С повышением давления p возрастает температура кипения $t_{\text{кип}}$, которую можно оценить по эмпирическому уравнению Руша

$$t_{\text{кип}} = 100 \sqrt[4]{10p}, \quad (3.1)$$

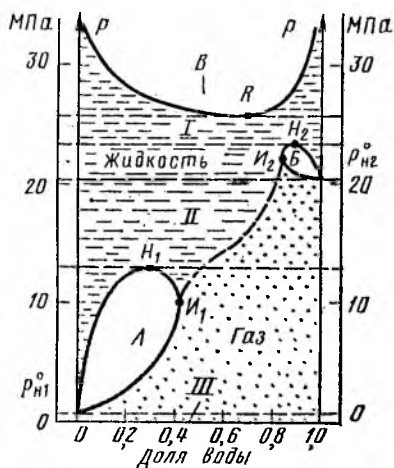
где $t_{\text{кип}}$ в °С, p в МПа.

Критическое состояние воды (критическая точка), которое характеризуется исчезновением различия между жидкостью и паром, наступает при значениях давления $p_{\text{кр}}^{\text{в}} = 22,115$ МПа и температуры $t_{\text{кр}}^{\text{в}} = 374,12$ °С (при этом удельный объем $V_{\text{кр}}^{\text{в}} = 0,003147$ м³/кг и плотность $\rho_{\text{кр}}^{\text{в}} = 317,7629$ кг/м³).

Вода и нефть практически взаимонерастворимы в атмосферных условиях. Неограниченная растворимость нефтей в жидкой воде, экспериментально установленная в 1960 г. (Э. Б. Чекалюк и др.), достигается при температурах 320—340 °С и давлениях 16—22 МПа (рис. 3.5). Причем вода в отличие от других растворителей при снижении температуры водонефтяного рас-

Рис. 3.5. Схематическая диаграмма изотерм насыщенных фаз раствора вода — *n*-гексадекан при температуре 365 °С в координатах состав — давление (по Э. Б. Чекалоку):

$p_{Н1}^0$ — давление конденсации *n*-гексадекана (0,42 МПа); $p_{Н2}^0$ — давление конденсации воды (20, 21 МПа); H_1 , H_2 — точки гомогенизации раствора; I_1 , I_2 — точки инверсии растворимости; R — точка ретроградного расслоения раствора; Λ — область двухфазного равновесия жидкой и газовой фазы; B — область двухфазного равновесия двух жидких фаз; V — область ретроградного расслоения двух жидких фаз; I — область неограниченной растворимости жидкого *n*-гексадекана и жидкой фазы воды; II — область неограниченной растворимости жидкого *n*-гексадекана и газовой фазы воды; III — область неограниченной растворимости газовой фазы *n*-гексадекана и газовой фазы воды



твора до атмосферной полностью выделяет всю растворенную в ней нефть. Критическая температура растворения снижается в пористой среде на 10—20 °С, а при добавке к воде углекислого газа в объемном соотношении 1:5 (в атмосферных условиях) до 250 °С. Сопоставительными лабораторными опытами вытеснения нефти водой с поинтервальным ступенчатым повышением температуры закачиваемой воды установлено, что суммарный коэффициент вытеснения повышается до 0,67 при температуре 250—300 °С и до 0,97 при температуре 300—310 °С и давлении 18—20 МПа (рис. 3.6). Полное вытеснение убеждает, что происходит взаимное смешение воды и нефти.

Насыщенный водяной пар как терморастворитель нефти действует во всей области его существования в интервале температур 100—370 °С и давлений от атмосферного до 22 МПа. Однако коэффициент охвата пласта для горячей воды выше, чем для пара. Пар как маловязкий рабочий агент обычно движется у кровли пласта. Охват паром по толщине не превышает 0,4, по площади составляет 0,5—0,9. Коэффициент нефтеотдачи при этом достигает 0,3—0,35.

Закачка в пласт теплоносителя и терморастворителя может осуществляться с нагревом его на поверхности или на забое скважины; на поверхности с дополнительным подогревом на забое скважины. Создать надежные с требуемой характеристикой забойные теплогенераторы пока не удастся. Недостаток поверхностных теплогенераторов — большие потери теплоты (соответственно снижение температуры) в поверхностных коммуникациях и в стволе скважины. Нормированная потеря теплоты в подводящих трубопроводах составляет (0,5—6) 10^{-3} % от теплопроизводительности парогенераторов на 1 м трубопровода.

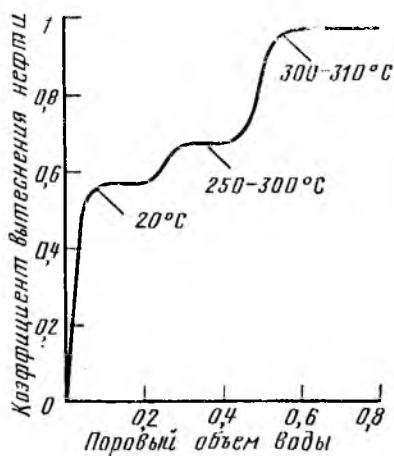


Рис. 3.6. Кривая увеличения коэффициента вытеснения нефти водой из пласта П₃ Гнединцевского месторождения при ступенчатом повышении температуры и давления 20 МПа (по данным Э. Б. Чекалюка, К. А. Оганова)

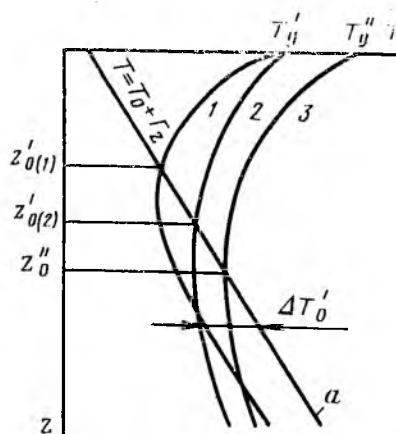


Рис. 3.7. Изменение температуры однофазного горячего теплоносителя вдоль ствола нагнетательной скважины:

a — геотерма

Температура в стволе нагнетательной скважины для однофазного горячего теплоносителя (как жидкого, так и газообразного) обычно понижается с глубиной (рис. 3.7) и может быть вычислена, например, по формуле Э. Б. Чекалюка:

$$T(z, t) = T_0 + \frac{\Gamma}{\beta_T} (\beta_T z - 1) + \left(T_y - T_0 + \frac{\Gamma}{\beta_T} \right) e^{-\beta_T z}, \quad (3.2)$$

где $T(z, t)$ — температура горячего теплоносителя на глубине z (в м) через время t (в ч) после начала закачки, °С; T_0 — приведенная к устью скважины температура нейтрального слоя Земли (среднегодовая температура), °С; T_y — температура теплоносителя на устье скважины, °С; Γ — геотермический градиент, °С/м; $\beta_T = \frac{2\pi\lambda_T}{q\rho_T c_p \ln \left[1 + \sqrt{\frac{4\pi a_T t}{d_0^2}} \right]}$ — коэффициент тепло-

обмена между потоком теплоносителя и окружающей средой, м⁻¹; λ_T — средний коэффициент теплопроводности окружающей среды, кДж/(м·ч·°С); q — объемный расход теплоносителя, м³/ч; ρ_T — плотность теплоносителя, кг/м³; c_p — массовая теплоемкость теплоносителя при постоянном давлении, кДж/(кг·°С); a_T — средний коэффициент температуропроводности окружающей среды, м²/ч; d_0 — диаметр трубы, по которой ведется закачка, м.

Ствол скважины нагревается при

$$z < z_0 = \frac{1}{\beta_T} \ln \left[1 + \frac{T_y - T_0}{\Gamma} \beta_T \right] \quad (3.3)$$

и охлаждается при $z > z_0$, максимальная величина охлаждения приближается к значению $\Delta T_0 = -\Gamma/\beta_T$, где z_0 — глубина точки инверсии температурной кривой. Увеличить z_0 можно уменьшением β_T (см. рис. 3.7, кривые 1 и 2) или повышением T_y (см. рис. 3.7, кривая 3), т. е. увеличением расхода q и продолжительности закачки t . На заданной глубине $T(t)$ возрастает, через 50—100 сут практически стабилизируется и становится меньше T_y примерно на 6, 10 и 13 % при глубине залегания соответственно 500, 1000 и 1500 м. Такие же приблизительно значения принимает и величина теплотеря. При закачке горячей воды ее приходится нагревать на поверхности на 30—50 °С (в зависимости от глубины) выше проектной забойной температуры. Температура влажного пара возрастает с глубиной и становится выше T_y на 30—40 °С. Так как температура влажного пара зависит только от давления (см. уравнение Руша), то рост давления с глубиной за счет массы теплоносителя с учетом гидравлических потерь приводит к увеличению температуры. При этом все теплотери в стволе компенсируются постепенной конденсацией пара (теплотой конденсации), т. е. возрастанием его влажности.

С увеличением глубины пар может превратиться в горячую воду. При движении теплоносителя по пласту также возможны потери теплоты через кровлю и подошву пласта. Для уменьшения всех теплотеря выбирают нефтяные пласты с достаточно большой толщиной (более 6 м), применяют площадные сетки скважин с расстоянием до 100—200 м между нагнетательными и добывающими скважинами, перфорируют скважины в средней части пласта, обеспечивают максимально возможный темп нагнетания теплоносителя (пара 100—250 т/сут и более), теплоизолируют трубы, теплогенератор максимально приближают к скважинам и др.

Теплотери в стволе скважины ограничивают область применения методов закачки пара и горячей воды на глубины залегания пласта до 700—1500 м, а при закачке воды в качестве терморазрывителя глубина должна быть больше 1700—1800 м и из-за необходимости создания высокого давления. Теплоноситель закачивают в виде нагретой оторочки размером более 0,3—0,4 объема обрабатываемого пласта, а затем форсированно продвигают ее по пласту холодной водой, которая нагревается теплотой, аккумулированной в пласте за фронтом вытеснения.

При *пароциклических обработках* (стимуляции) добывающих скважин в скважину в течение 15—25 сут закачивают пар

в объеме 30—100 т на 1 м толщины пласта. Затем закрывают скважину на 5—15 сут для перераспределения теплоты, противоточного капиллярного вытеснения нефти из малопроницаемых пропластков. После этого скважину эксплуатируют до предельного рентабельного дебита нефти в течение 2—3 мес. Полный цикл занимает 3—5 мес и более. Обычно всего бывает 5—8 циклов за 3—4 года с увеличивающейся продолжительностью каждого. Так как теплота доставляется на небольшую глубину в пласт, то плотность сетки скважин должна быть не более $(1-2) \cdot 10^4$ м²/скв. На 1 т закачанного пара в среднем за все циклы добывают 1,5—2 т нефти (при уменьшении от 10—15 до 0,5—1 т).

Применяемое оборудование включает парогенераторную или водогрейную установку, поверхностные коммуникации (трубопроводы, компенсаторы температурных деформаций), устьевое и внутрискважинное оборудование. Воду можно подогревать с помощью серийно выпускаемых нагревательных устройств, паровых и теплофикационных котлов, сетевых подогревателей, экономайзеров и стационарных котельных. Для получения и нагнетания пара в пласт имеются блочные передвижные парогенераторные установки отечественные типа УПГГ-9/120 МУ-1, УПГ-60/160, УПГ-50/60, обеспечивающие теплопроизводительность 22,2—144 ГДж/ч, паропроизводительность 9—60 т/ч, рабочее давление на выходе 6—16 МПа, степень сухости пара 0,8 при общей массе 38—98 т.

Условиями снижения потерь теплоты и температурными расширениями элементов скважины определяется подбор устьевого и внутрискважинного оборудования, которое включает арматуру устья типа АП (задвижки, устьевой сальник, устьевое шарнирное устройство и стволовой шарнир), колонну НКТ, термостойкий пакер с внутрискважинным компенсатором или устьевым сальником, колонную сальниковую головку. При нагнетании воды с невысокой температурой используется такое же оборудование скважин, как и при заводнении.

При закачке теплоносителя осложнения в эксплуатации скважин могут быть вызваны выносом песка, образованием эмульсий, преждевременными прорывами пара, нагревом обсадной колонны и добывающего оборудования. Для предупреждения этих явлений проводят крепление призабойной зоны, ограничение отборов вплоть до остановок скважин и др.

Внутрипластовое горение

Сущность процесса заключается в создании в нефтяном пласте высокотемпературной зоны, в которой теплота генерируется в результате экзотермических окислительных реакций между частью содержащейся в пласте нефти и кислородом, и переме-

щении ее по пласту от нагнетательной к добывающим скважинам закачкой окислителя (воздуха или смеси воздуха и воды). Выгорает 5—15 % запасов нефти (коксоподобные остатки наиболее тяжелых ее фракций). На это требуется 300—500 м³ воздуха. Для перемещения теплоты в область впереди фронта горения вместе с воздухом закачивают воду (сочетание внутрипластового горения с заводнением). По соотношению расходов воды и воздуха (л/м³) различают сухое (отсутствует закачка воды), влажное (до 2—3 л/м³) и сверхвлажное (более 2—3 л/м³) горение. Добавление воды способствует сокращению расхода воздуха (в 1,5—3 раза), возрастанию скорости движения фронта (в 1,5—2 раза) и снижению температуры (от 500—540 до 260 °С). Механизм нефтесотдачи включает вытесняющую способность высокотемпературного пароводяного вала, газообразных продуктов горения (содержат до 10—20 % CO₂) и др. Охват по толщине составляет 0,6—0,7, а нефтесотдача — 0,4—0,6, причем это в 2—3 раза выше, чем в современных условиях можно получить другими методами при вязкости нефти около 100 мПа·с.

Технология процесса заключается в следующем. Сначала компрессорами закачивают воздух. Если в течение первых месяцев не обнаруживается признаков экзотермических реакций (по данным анализов газа и температуры в добывающих скважинах), то приступают к инициированию горения. Его можно осуществить одним из методов: а) электрическим забойным электронагревателем, который опускается в скважину на кабеле и обдувается воздухом; б) забойной газовой горелкой, опускаемой в скважину на двух концентричных рядах труб (для раздельной подачи топлива и воздуха); смесь зажигают электрическим способом (искровой и накаливанием спирали), химическими средствами или ракетным патроном; в) использованием теплоты химических окислительных реакций определенных веществ (пирофоров); г) подачей катализаторов окисления нефти. Самовоспламенением характеризуются только некоторые нефти. После создания фронта горения в призабойной зоне нагнетательной скважины дальше его поддерживают и перемещают по пласту закачкой воздуха.

Предусматривается постоянно возрастающий расход воздуха в соответствии с расширением фронта и удалением его от нагнетательной скважины. Устьевое давление закачки воздуха обычно в 1,5—2 раза выше пластового давления. Воду и воздух закачивают циклически с периодами до суток, а затем закачивают только воду.

Для осуществления внутрипластового горения выпускаются полуперемещаемые установки типа ОВГ (ОВГ-1М, ОВГ-72/220М), включающие компрессорные и насосные станции, электронагреватель, автотрансформатор, станцию управления, оборудование

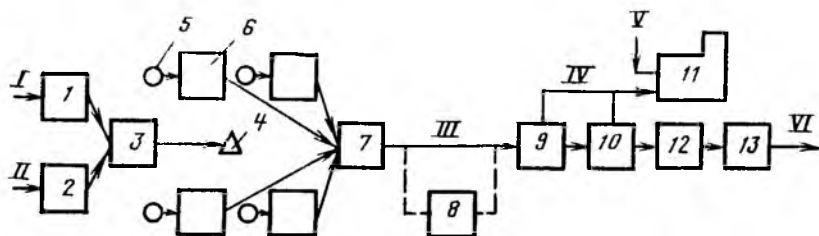


Рис. 3.8. Технологическая схема закачки рабочих агентов и сбора продукции при внутрискважинном горении:

I — воздух; *II* — вода; *III* — продукция скважин; *IV* — смесь газов; *V* — топливо для дожига; *VI* — нефть; 1 — компрессорная станция; 2 — насосная станция для воды; 3 — воздушно- и водораспределительные пункты; 4 — нагнетательная скважина; 5 — добывающие скважины; 6 — пескоуловитель; 7 — замерная установка; 8 — печь для путевого подогрева продукции скважин; 9 — дегульсатор — узел предварительного отбора газа; 10 — сепаратор; 11 — устройство для сжигания газа; 12 — буферная емкость; 13 — насосная станция для нефти

устья нагнетательной скважины ОУВГ и др. Технологическая схема закачки рабочих агентов и сбора продукции показана на рис. 3.8. Добываемый газ содержит большое количество азота, оксида углерода, сернистого и углекислого газов, в некоторых случаях сероводорода, вследствие чего может оказаться непригодным для использования в народном хозяйстве. Поэтому в целях охраны окружающей среды требуется его сжигание. Лучше извлекать токсичные компоненты специальными поглотителями.

Осложнения при эксплуатации связаны с интенсификацией выноса породы (крепление призабойной зоны путем коксования части нефти, установка фильтров), коррозией подземного и наземного оборудования (подача ингибиторов коррозии в затрубное пространство), нагревом добывающего оборудования (закачка воды в затрубное пространство, отключение скважин), преждевременными прорывами газов (избирательное вскрытие пластов, регулирование отборов и закачки), образованием стойких водонефтяных эмульсий.

Проектирование процесса включает совместное решение термо- и гидродинамических задач. При этом определяют удельное количество коксоподобного топлива, удельный расход воздуха и кинематические параметры окисления нефти, время, необходимое для создания фронта горения путем самовоспламенения нефти или для подогрева призабойной зоны пласта до температуры воспламенения топлива, технологические показатели разработки (расход воздуха, приемистость нагнетательных скважин и давление нагнетания, размеры пароводяной и выжженной зон, изменение дебита нефти во времени, коэффициент нефтеотдачи).

Метод применялся на месторождениях Павлова Гора (с 1966), Балаханы-Сабунчи-Романы (с 1973 г.) и др. Будущее всех тепловых методов связывают с необходимостью разработки месторождений высоковязких нефтей.

Контрольные вопросы

1. Назовите наиболее перспективные методы повышения нефтеотдачи и условия их применения.
2. Охарактеризуйте преимущества и недостатки использования сточных вод для ППД.
3. По каким технологическим схемам может осуществляться закачка воды в залежь?
4. Объясните характер изменения охвата толщины продуктивности пласта заводнением в зависимости от давления нагнетания.
5. Использование какого теплоносителя наиболее эффективно для вытеснения нефти и почему?

АНАЛИЗ, КОНТРОЛЬ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 4.1. ЗАДАЧИ И МЕТОДЫ АНАЛИЗА, КОНТРОЛЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Регулирование разработки

Под *регулированием разработки* нефтяных месторождений понимают целенаправленное поддержание и изменение условий эксплуатации залежей в рамках ранее принятых технологических решений (при проектировании и анализах разработки) с целью достижения возможно высоких технологических (коэффициент нефтеотдачи, темп отбора нефти) и экономических показателей разработки.

Регулирование (оптимизацию) процесса разработки проводят на основе большого числа частных критериев, среди которых можно выделить следующие:

технологические — обеспечение максимального текущего уровня добычи нефти, максимального накопленного отбора нефти, минимального объема добываемой или закачиваемой воды, максимальных коэффициентов охвата вытеснением и др.;

экономические — обеспечение минимальных капитальных вложений или эксплуатационных затрат, минимальной себестоимости и др. Множество частных критериев обусловлено сложностью решения задач оптимизации разработки, однако все они должны подчиняться основному принципу разработки, включающему следующие критерии: выполнение заданного плана добычи нефти при минимальных народнохозяйственных затратах и максимально возможном коэффициенте нефтеотдачи. Поскольку задача многокритериальна с противоречивыми критериями, то внедрение каждого метода регулирования в условиях конкретного месторождения должно обеспечить народнохозяйственную и экономическую эффективность.

По признаку изменения системы воздействия методы регулирования можно разделить на две группы (по Б. Т. Баишеву): без изменения системы воздействия и добуривания новых скважин; частичное или полное изменение системы воздействия, добуривание новых добывающих и нагнетательных скважин.

К первой группе можно отнести такие методы регулирования:

воздействие на призабойную зону пласта, которое обеспечивает улучшение гидродинамического совершенства и увеличение продуктивности скважин, изоляцию (ограничение) притока воды в добывающих скважинах, выравнивание и расширение профиля притока нефти и закачки воды (газа) по толщине пласта в добывающих и нагнетательных скважинах;

изменение технологических режимов работы скважин: добывающих (увеличение или ограничение подачи подъемного оборудования вплоть до отключения скважин или форсированного отбора жидкости, периодическое изменение отборов), (нагнетательных (увеличение или ограничение расходов закачки, повышение давления нагнетания, перераспределение закачки по скважинам, периодическая или циклическая закачка, создание повышенных давлений нагнетания и др.);

одновременно-раздельная эксплуатация (отбор, закачка) нескольких пластов в одной скважине на многопластовых месторождениях.

Во вторую группу могут входить следующие методы регулирования:

добуривание добывающих и нагнетательных скважин, число которых определено в проектом документе (резервные скважины), или возврат скважин с других пластов;

частичное изменение системы воздействия (организация очагового заводнения, приближение к зоне отбора линии нагнетания добуриванием новых скважин и переносом закачки в существующие скважины, применение физико-гидродинамических и физико-химических методов повышения нефтеотдачи);

полное изменение системы воздействия (переход с законтурного на внутриконтурное заводнение, разрезание залежи на отдельные блоки и др.).

Регулирование разработки осуществляется в течение всей «жизни» (продолжительности эксплуатации) месторождения. Круг решаемых методом регулирования задач определяется преимущественно стадией процесса разработки. Применительно к режиму вытеснения нефти водой можно назвать такие основные задачи регулирования.

На первой стадии может возникнуть необходимость увеличения гидродинамического совершенства и продуктивности скважин, выравнивания и расширения профиля притока нефти.

На второй стадии разработки одна из главных задач регулирования — обеспечение возможно длительного периода стабильной добычи нефти. Для этого используют различные методы, обеспечивающие решение ряда частных задач. Наибольшее применение находят бурение резервных скважин, изменение режимов их работы, воздействие на призабойную зону пласта. Эф-

фективны также ограничение дебитов высокообводненных скважин внешних рядов или даже их остановка и увеличение отборов по безводным и малообводненным скважинам внутренних рядов. Этим будут решаться также задачи предупреждения или сокращения преждевременного прорыва воды по отдельным направлениям («языки» обводнения) или пластам. Целесообразно также применение методов второй группы. Необходимость изменения системы воздействия или системы разработки может быть вызвана требованием повышения текущей добычи нефти из залежи в связи с ростом потребностей страны в нефтепродуктах, изменением представления о геологическом строении и запасах месторождения, несовершенством проектных решений в силу ограниченности и неточности исходной информации. Например, возросшие потребности страны в нефти обусловили составление новых схем разработки Ромашкинского и Самотлорского месторождений.

На третьей стадии основные задачи регулирования заключаются в замедлении темпов падения добычи нефти и обеспечении заданной ее добычи при возможно меньших объемах добываемой воды. Широкое применение находят методы регулирования, связанные с изоляцией обводнившихся пропластков и выравниванием профилей притока жидкости и закачки воды по толщине пласта.

Задача регулирования на четвертой завершающей стадии — дренирование невыработанных пропластков и участков залежи, что можно достичь изменением направления фильтрационных потоков, организацией очагового заводнения, применением форсированного отбора жидкости, добуриванием скважин и др.

Поскольку процесс добычи нефти характеризуется гидравлически неразрывной связью системы «пласт—скважины—нефтегазоводосборные трубопроводы—установка подготовки нефти и воды—водотрубопроводы утилизации попутной воды», то пределы и возможности методов регулирования обусловлены ограничивающим действием этих элементов общей системы. Учет их влияния необходим при выборе методов регулирования. Различают технологические, технические и планово-экономические ограничения методов регулирования.

К основным технологическим ограничениям можно отнести следующие: число скважин, их размещение и очередность ввода; тип системы заводнения; ограничения по давлению и дебитам скважин. По мере сгущения сетки скважин дебит залежи сначала увеличивается, достигая максимума, а затем может уменьшаться при фонтанной эксплуатации скважин. С разрежением сетки скважин ценность каждой скважины и требования к ее техническому состоянию возрастают, увеличиваются удельные отборы на одну скважину, что приводит к уменьшению «запаса прочности» системы разработки и возможностей маневрирова-

ния отборами по скважинам и регулирования процессом разработки. Чем интенсивнее система заводнения, тем выше темпы отбора. Ограничения давления и дебитов скважин определяются условиями фонтанирования скважин (минимальное забойное давление фонтанирования), выноса песка (разрушение слабобцементированного пласта), конусообразования подошвенной воды и верхнего газа, недопущения значительного выделения газа из нефти в пласте ($p_3 \geq 0,75 p_H$), срыва подачи насоса из-за вредного влияния свободного газа и др.

Технические ограничения накладываются системой ППД (максимальные давления и подачи насосов, ограниченность ресурсов воды, мощность установок подготовки воды, оборудования для совместно-раздельной закачки воды и др.); подъемным оборудованием скважин (максимальная производительность); системой сбора и транспорта продукции (максимальная пропускная способность трубопроводов, мощность насосных станций); системой подготовки нефти (максимальная производительность установок, зависящая от обводненности и стойкости эмульсии, требований по кондиции товарной нефти); системой очистки и утилизации пластовой попутной воды (мощность установок и пропускная способность).

К планово-экономическим ограничениям можно отнести годовой план добычи нефти (предельный минимальный отбор из залежи), экономические показатели (капитальные вложения, себестоимость и др.).

Проявление рассмотренных ограничений связано со стадией процесса разработки и обуславливает выбор метода регулирования.

Контроль процесса разработки

Принятие решений по выбору метода регулирования и установлению эффективности процесса разработки основывается на данных контроля и анализа. Под *контролем процесса разработки* понимают сбор, обработку и обобщение первичной информации о нефтяной залежи с целью получения сведений о текущем состоянии и динамике показателей разработки. Процесс разработки контролируется систематически. По мере накопления данных периодически, а также перед составлением каждого проектного документа выполняют *анализ процесса разработки*, включающий комплекс исследований, расчетов и логических выводов.

Задача контроля — обеспечение высокого качества первичной информации. Оно определяется перечнем, объемом, представительностью информации, точностью измерений и методом обработки. Информация должна включать весь перечень необходимых для анализа сведений. Объем информации по месторож-

дению определяется объемом информации по каждой скважине, который зависит от выбора периодичности замера показателей, а представительность — от выбора момента времени (периодичности) и продолжительности проведения измерений в скважине. Для определения объема информации и повышения ее точности следует использовать методы математической статистики, теории случайных функций, теории ошибок и др. Внедрение автоматизированной системы сбора и обработки информации как подсистемы автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) повысило качество информации и надежность принимаемых решений. Эта система в общем случае включает Главный (ГИВЦ), кустовые (КИВЦ) и районные (РИВЦ) информационно-вычислительные центры, территориальный информационный центр (ТИЦ) и на предприятиях информационные пункты (ИП), а также абонентские пункты (АП), через которые осуществляется ввод текущей информации в ЭВМ. Автоматизированное информационное обеспечение сводится к хранению на машинных носителях, обработке, поиску и выдаче информации при решении конкретных задач управления. Например, для анализа влияния наклона скважин на эксплуатацию водонефтяных зон пласта АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения данные по скважинам брали из банка ЭВМ ЕС-1030. На основании промысловой информации был сделан вывод о положительном влиянии наклонного вскрытия пласта на показатели разработки (увеличивается накопленная безводная добыча нефти, особенно с уменьшением отношения толщин нефте- и водонасыщенных слоев; уменьшается темп обводнения скважин).

В объединении «Башнефть» сформирован информационный массив по 12 тыс. скважин, который позволяет с использованием ЭВМ и математических методов (диагностирования, адаптации и др.) планировать применение методов воздействия на призабойную зону, режимы работы скважин и прогнозировать добычу нефти.

Задачи контроля в начальный период эксплуатации сводятся к подготовке исходных данных для составления проекта разработки. В последующий период основными задачами являются исследование характеристик процессов выработки запасов нефти; определение показателей эффективности систем разработки и методов ее регулирования. По применяемым четырем видам контроля процесса разработки можно назвать следующие частные задачи, решаемые нефтепромысловыми службами с применением гидродинамических, геофизических и лабораторных методов:

1. Контроль выработки запасов: учет количества продукции и объема закачки воды (газа); изучение перемещения ВНК и ГНК; изучение полноты выработки продуктивных пластов (ох-

ват закачкой и заводнением, текущая и конечная нефтеотдача, начальная и остаточная нефтенасыщенность пласта).

2. Контроль эксплуатационных характеристик пластов и энергетического состояния залежи: исследование профиля притока и приемистости; определение пластового, забойного, устьевового и затрубного давлений; изучение изменений пластовой температуры; исследование пластов и скважин гидродинамическими и промыслово-геофизическими методами; изучение изменения физико-химических свойств нефти, газа и воды (в пластовых и поверхностных условиях).

3. Контроль технического состояния скважин и работы технологического оборудования: выявление негерметичности, смятия обсадных колонн, износа оборудования, эффективности использования оборудования и др.

4. Контроль осложняющих условий добычи нефти: изучение условий выпадения парафина и солей в пласте, призабойной зоне и скважине; определение условий разрушения пласта и образования песчаных пробок; определение анизотропии, трещиноватости пласта, начальных градиентов сдвига, предельных безводных и безгазовых дебитов и др.

Основные способы получения информации при контроле — измерение продукции скважин на поверхности, исследование мест притока и состава жидкости в стволе скважины, исследование пластов в разрезе скважин. Следовательно, задачи решаются и по отдельным скважинам (оперативный контроль) и по залежам (месторождениям) в целом (системный контроль). Задачи и методы геолого-промыслового контроля и анализа детально изучаются в соответствующих дисциплинах.

Анализ процесса разработки

В результате анализа должны быть вскрыты главные тенденции развития явлений в залежи, причины сформировавшегося течения процесса и обоснованы методы его регулирования. Важная часть анализа — сопоставление фактических показателей разработки с данными проекта, предыдущего анализа, выяснение причин изменения каждого показателя, выявление взаимосвязи и влияния основных факторов. Отклонение фактических показателей разработки от проектных может быть вызвано неправильными исходными данными проекта, невыполнением проектных решений (режимов работы скважин, темпов добычи нефти и закачки воды), допущениями расчетной методики и др. Большей обоснованности выводов анализа можно достичь при выполнении отдельных расчетов и исследований процесса разработки с использованием уточненных исходных данных.

Круг задач анализа определяется в основном режимом работы пласта и стадией процесса разработки. В общем при водо-

напорном режиме анализ процесса разработки может включать следующие задачи (по В. Р. Вороновскому и М. М. Максиму).

1. Анализ геологической модели месторождения: уточнение геологического строения месторождения, свойств коллектора и флюидов.

2. Анализ технологических показателей разработки (по месторождению, отдельным объектам и участкам):

а) динамики добычи жидкости, нефти и газа (сопоставление добычи флюидов с закачкой воды, текущих и накопленных отборов с гидропроводностью пласта); фондов добывающих и нагнетательных скважин (с установлением динамики добычи флюидов и фонда скважин по способам эксплуатации); распределения добычи флюидов по площади и толщине пласта (соотношения накопленной и текущей добычи и закачки по месторождению и пласту с выделением характерных участков месторождения по интенсивности их разработки);

б) энергетического состояния месторождения (сопоставление динамики пластового давления с динамикой добычи нефти и закачки воды, фактического и расчетного пластовых давлений с установлением характера распределения фонда нагнетательных скважин и количества закачиваемой воды по площади и толщине пласта, количества перетекающей жидкости в другие пласты и за контур нефтеносности, взаимодействия пластов, месторождения с соседними месторождениями и скважин, характерных участков месторождения по распределению пластового давления, степени охвата пласта влиянием закачки);

в) состояния обводненности месторождения (определение влияния текущих темпов разработки на обводненность продукции; изучение степени и характера обводнения скважин по площади и толщине месторождения, влияния отборов и закачки жидкости на перемещение и скорость продвижения контуров нефтеносности; оценка степени обводненности продукции в зависимости от отобранных запасов; получение зависимости обводненности продукции от отбора нефти и закачки воды);

г) состояния выработки запасов нефти (определение текущего коэффициента нефтеотдачи по промысловым данным и картам изохрон обводнения, потерь нефти в зависимости от плотности сетки скважин, коэффициента охвата и начальных балансовых, извлекаемых и текущих запасов по участкам).

3. Анализ состояния техники добычи:

а) фонда скважин по способам эксплуатации (разбивка скважин на группу по наиболее рациональному способу их эксплуатации и определение условий и времени прекращения фонтанирования скважин, ожидаемого изменения фонда скважин по способам эксплуатации);

б) применяемых методов обработки призабойной зоны (выявление осложнений при работе оборудования в добывающих скважинах, вызываемых песком, парафином, агрессивными жидкостями, и определение технического состояния призабойной зоны; установление наиболее рациональных применяемых методов обработки и крепления призабойной зоны);

в) применяемых способов, технологии и техники эксплуатации скважин и состояния наземного и подземного оборудования (установление возможности применения различных способов эксплуатации и оборудования для предотвращения образования песчаных пробок, отложения парафина, вредного влияния газа; технического состояния и добычных возможностей применяемого оборудования при механизированном способе добычи; выявление наиболее эффективных и экономичных способов добычи и оборудования для подъема жидкости и повышения к. п. д.; оценка пропускной способности насосно-компрессорных труб);

г) систем сбора, подготовки и транспортирования нефти и попутной воды (выявление эффективных систем и их технического состояния; наиболее эффективных и экономичных процессов в системах; ограничений по мощности, пропускной способности и давлениям промысловых и магистральных трубопроводов);

д) систем диспетчеризации и автоматизации контроля и управления работой оборудования и процесса добычи (установление наиболее эффективных и экономичных систем, границ возможного и целесообразного их применения; оценка эффективности и технического состояния применяемых систем).

4. Анализ экономических показателей: а) себестоимости (установление динамики, оценка по факторам изменения и по статьям затрат); б) капитальных вложений (установление динамики, оценка по направлениям промышленного обустройства и по удельной величине); в) производительности труда (установление динамики производительности труда, численности персонала по категориям и цехам, удельной численности работников, в том числе рабочих); г) рентабельности предприятия (выявление путей повышения рентабельности добычи нефти).

Заключительной составной частью анализа следует рассматривать прогноз процесса разработки, связанный с предсказанием течения технологических процессов в будущем как при неизменных условиях, так и при проведении работ по регулированию. Цель его состоит в исследовании тенденций протекания процессов разработки в прежних и новых условиях.

§ 4.2. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭКСПРЕСС-МЕТОДОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ФАКТИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Методы прогнозирования разработки

Под *прогнозированием* понимается установление заключения о предстоящем развитии, т. е. предсказание о течении технологического процесса разработки в будущем. Следовательно, к методам прогнозирования относят все методы моделирования процесса разработки, в том числе рассмотренные выше гидродинамические методы определения технологических показателей разработки. Экспресс-методам прогнозирования характерен чисто эмпирический подход, их рассматриваем как статистические методы моделирования. Различают краткосрочное или текущее (до 3 лет) и перспективное или долгосрочное (на 5, 10, 15, 20 и более лет) прогнозирования. *Статистическое прогнозирование* становится важным разделом теории проектирования и анализа разработки нефтяных месторождений, особенно на поздней стадии. В нефтепромысловой практике в основном проводится прогноз текущей и накопленной добычи нефти и жидкости, обводненности продукции и коэффициента нефтеотдачи, а также определение начальных извлекаемых запасов нефти.

Статистические методы прогноза можно разделить на три группы:

- основанные на выявлении закономерностей, полученных в результате анализа фактических данных по одним месторождениям, и на прогнозировании показателей разработки по новым, другим, в некоторой степени аналогичным месторождениям (методы экстраполяции на другие месторождения);

- основанные на исследовании заводненных зон пласта (объемные методы);

- использующие зависимость одних технологических показателей от других (методы взаимосвязи технологических показателей).

Статистические методы экстраполяции на другие месторождения

Среди методов первой группы выделяют три подгруппы.

К первой подгруппе относят методы, в которых используются аппарат регрессионного анализа, а также метод адаптации и обучения с последующим распознаванием образов. В результате устанавливается многомерная корреляционная зависимость коэффициента нефтеотдачи от свойств коллекторов, жидкостей и некоторых технологических показателей разработки, которую используют для прогнозирования коэффициента нефтеотдачи

новых месторождений. Такие зависимости предложили С. В. Кожакин, В. К. Гомзиков, М. Т. Абасов, И. И. Абызбаев и др. Например, в работе В. К. Гомзикова и Н. А. Молотовой на основе результатов разработки 50 длительно эксплуатируемых залежей Урало-Поволжья зависимость конечного коэффициента нефтеотдачи представлена в виде

$$\eta = 0,195 - 0,0078\mu_0 + 0,082 \lg k + 0,00146T_{пл} + 0,0039h + \\ + 0,18K_p - 0,054Q_{внз} + 0,27S_n - 0,00086S_c, \quad (4.1)$$

где μ_0 — отношение вязкостей нефти и воды; k — проницаемость пласта; $T_{пл}$ — пластовая температура; h — толщина пласта; K_p — коэффициент песчанистости; $Q_{внз}$ — доля балансовых запасов водонефтяной зоны от запасов всей залежи; S_c — плотность сетки скважин (отношение общей площади залежи к числу поступающих в эксплуатации скважин); S_n — нефтенасыщенность.

Эти методы нашли широкое применение.

Во *вторую подгруппу* можно отнести исследования опыта разработки большого числа нефтяных месторождений, которые позволили создать ряд важных приближенных практических правил для прогнозирования процесса обводнения и нефтеотдачи (В. Н. Щелкачев, Г. Л. Говорова, М. М. Иванова, О. И. Дорохов и др.).

Третья подгруппа включает методы, основанные на одинаковых предположениях. Например, скважины с большим дебитом снижают дебит быстрее, чем скважины с небольшим дебитом. Следовательно, при отсутствии достаточной информации о прошлой добыче одних скважин участка можем определить их объем добычи в будущем на основании данных о прошлой добыче других скважин. Прогнозную добычу из залежи получим, суммируя ее по скважинам. В этой подгруппе был известен метод кривой средней производительности. Сущность его состоит в построении кривых падения добычи (зависимость добычи нефти от времени эксплуатации) по отдельным скважинам и в последующем осреднении этих кривых. Б. Т. Байшев, В. Г. Оганджаниянц и В. В. Исайчев из общего числа месторождений выделили 4 группы, построили для них зависимости текущей нефтеотдачи и доли нефти в потоке жидкости от объемов отобранной жидкости, которые рекомендуют использовать для прогнозирования обводнения продукции новых залежей. И. Г. Пермяков рекомендует прогнозировать показатели разработки как в целом по залежи, так и по отдельным скважинам с помощью кривых «дебит — накопленная добыча», «обводненность — накопленная добыча» и «дебит — время». В. Ф. Усенко и Б. В. Щитов предложили пользоваться зависимостями отношения накопленной добычи к максимальной годовой и водонефтяного фактора от текущей обводненности продукции.

Объемные методы

К методам второй группы (объемным методам) относят метод оценки конечной нефтеотдачи с использованием графических зависимостей текущей нефтеотдачи от степени выработки запасов и заводненного объема пласта (Ю. П. Гаттенбергер, М. М. Брыкина), метод изохрон обводнения (М. Л. Сургучев), включающий построение графических зависимостей коэффициентов охвата заводнением залежи и нефтеотдачи от безразмерного времени (накопленная добыча жидкости, выраженная в процентах от начальных балансовых запасов нефти), и др. Эти методы отличаются сложностью и трудоемкостью работ, невысокой точностью определения заводненных площадей или объемов.

Статистические методы взаимосвязи технологических показателей

Третья группа методов, использующих зависимость одних технологических показателей от других, является основной в настоящее время. Из этой группы можно выделить две подгруппы применительно к режимам истощения и водонапорному режиму. В первом случае применительно к режиму истощения для прогнозирования ожидаемой добычи нефти строят графики разработки за последние 3—5 лет. При этом если число добывающих скважин за указанный период не изменяется, то учитывают добычу нефти в целом по залежи. Обычно общая добыча нефти по залежи существенно зависит от числа работающих скважин, которое меняется в связи с выводом новых скважин из бурения, отключения обводнившихся, проведения ремонтов, поэтому для прогнозирования строят графики изменения дебита q на отработанные скважино-сутки во времени t . Затем к фактическому графику подбирается эмпирическая формула, например:

$$q = a(b + ft)^{-c}; \quad (4.2)$$

$$q = a'(1 + cft)^{-1/c}; \quad (4.3)$$

$$q = a/t; \quad (4.4)$$

$$q = ab^t; \quad (4.5)$$

$$q = ae^{-bt}; \quad (4.6)$$

$$q = a + bt + ct^2 + ft^3 + \dots, \quad (4.7)$$

где a, b, c, f — постоянные коэффициенты, определяемые статистической обработкой фактических данных.

Следует отметить, что формула (4.2) при $f=1$ была теоретически выведена Л. С. Лейбензоном. Формулы (4.2), (4.3) и

(4.6) описывают случаи так называемого гармонического ($b=1$, $c=1$), гиперболического ($1 \geq c \geq 0$) и одинакового процентного (показательного) уменьшения дебита. Для оценки степени точности подобранного уравнения вычисляют коэффициент корреляции при прямолинейной зависимости и корреляционное отношение — при криволинейной. Перед обработкой обычно по возможности зависимости выравниваются. Значение коэффициента корреляции r (корреляционного отношения) может меняться от 0 до ± 1 . При $r=1$ корреляционная зависимость превращается в точную функциональную зависимость, а при $r=0$ корреляционной связи между исследуемыми параметрами не существует. Принято считать, что при $r=0,5$ сходимость результатов удовлетворительна, при $r=0,7$ — хорошая, при $r>0,7$ — высокая. Для нисходящих кривых коэффициент корреляции имеет знак минус, для восходящих — плюс. Установив значения коэффициентов и определив степень точности уравнения, определяют ожидаемую добычу, задаваясь временем в подобранном уравнении. Упреждение прогноза (участок экстраполяции) не должно превосходить, как правило, половины фактического интервала.

Для прогнозирования накопленной добычи нефти V_n предложено использовать зависимости:

$$V_n(t_j) = V_n(t_i) e^{a \left(1 - \frac{t_i}{t_j}\right)^b}; \quad (4.8)$$

$$V_n = a - \frac{b}{t}, \quad (4.9)$$

где t_i , t_j — периоды разработки.

Из уравнения (4.9) следует, что при $t \rightarrow \infty$ величина a характеризует максимальную накопленную добычу нефти, т. е. начальные извлекаемые запасы нефти.

При водонапорном режиме фактор времени представлен обычно накопленной добычей жидкости, поэтому методы прогнозирования основаны на построении характеристик вытеснения нефти водой. Под *характеристиками вытеснения* понимаются зависимости накопленной добычи нефти по рассматриваемому объекту от накопленной добычи жидкости или воды (при различных возможных модификациях координат в зависимостях). Экстраполяция построенной по фактическим данным эксплуатации характеристики вытеснения позволяет прогнозировать процесс обводнения и нефтеотдачи на будущий период. В настоящее время известно много методов построения характеристик вытеснения. Часть из них основана на обработке только лишь промыслового материала, другая часть имеет теоретическое обоснование. Естественно, что большее предпочтение следует уделять теоретически обоснованным методам.

Методы построения характеристик вытеснения

Метод А. М. Пирвердяна основан на использовании аппроксимации Ю. П. Борисова функции Баклея — Леверетта. Для определения накопленной добычи нефти Q_n в зависимости от накопленной добычи жидкости $Q_{ж}$ получена формула

$$Q_n = mV_{пл}\delta_n = V_{пор} \left(1 - S_{он} - S_{св} - \frac{2}{3} s_{нф} \right) = \\ = mV_{пл} \left(1 - S_{он} - S_{св} - \frac{2}{3} \sqrt{\frac{m\mu_0 V_{пл}}{150Q_{ж}}} \right), \quad (4.10)$$

где $V_{пл}$ — объем пласта от начального контура нефтеносности до добывающей галереи (остальные обозначения см в § 2.4).

Фактическая характеристика вытеснения, построенная в координатах $Q_n - Q_{ж}^{-0.5}$ через некоторое время после начала разработки дает прямую линию, экстраполируя которую, получаем текущую накопленную добычу нефти и начальные извлекаемые запасы нефти (как отрезок, отсекаемый на оси ординат при $Q_{ж}^{-0.5} \rightarrow 0$).

А. А. Казаков, усовершенствуя метод А. М. Пирвердяна, распределение нефтенасыщенности s_n вдоль пласта принял в более общем виде:

$$s_n = \left(\frac{cm\mu_0 V_{пл}}{Q_{ж}} \right)^{\lambda}, \quad (4.11)$$

где c, λ — постоянные коэффициенты, зависящие от кривых фазовых проницаемостей.

По аналогии с формулой (4.10), учитывая, что начальные извлекаемые запасы $V_{низ} = mV_{пл}(1 - S_{он} - S_{св})$, можно записать

$$Q_n = V_{низ} - \psi Q_{ж}^{\lambda}. \quad (4.12)$$

После дифференцирования, имея в виду, что доля нефти в потоке жидкости $n_n = dQ_n/dQ_{ж}$, и логарифмирования, получаем

$$\lg n_n = \lg(\psi\lambda) + (1 + \lambda) \lg Q_{ж}, \quad (4.13)$$

где $\psi = c^{\lambda} \mu_0^{\lambda} (mV_{пл})^{\lambda+1} / (\lambda + 1)$.

Таким образом, текущие показатели можно прогнозировать в координатах $Q_n - Q_{ж}^{-\lambda}$ и $\lg n_n - \lg Q_{ж}$, где коэффициент λ предварительно определяем по последней зависимости, а начальные извлекаемые запасы — по первой зависимости.

Метод С. Н. Назарова и Н. В. Супачева предполагает использование прямолинейной зависимости

$$Q_{ж}/Q_n = a + bQ_{в}, \quad (4.14)$$

где $Q_{в}$ — накопленная добыча воды; a, b — коэффициенты, причем значение $(-b)^{-1}$ равно начальным извлекаемым запасам

нефти, что следует при $Q_n \rightarrow \infty$ из уравнения (4.14), преобразованного к виду

$$Q_n = \left(\frac{a-1}{Q_n} - b \right)^{-1}. \quad (4.15)$$

Метод А. В. Копытова базируется на уравнении (4.9), записанном для накопленной добычи нефти в виде уравнения прямой

$$Q_n t = at - b. \quad (4.16)$$

Метод А. А. Казакова предусматривает использование следующей линейной зависимости:

$$\frac{Q_n}{V_{\text{ннз}} - Q_n} = a \frac{Q_{\text{ж}}}{V_{\text{ннз}} - Q_n} + b \quad (4.17)$$

или

$$Q_n = aQ_{\text{ж}} + b(V_{\text{ннз}} - Q_n), \quad (4.18)$$

где $V_{\text{ннз}}$ — начальные извлекаемые запасы.

К концу разработки при $Q_n \rightarrow V_{\text{ннз}}$ получим $a = Q_n / Q_{\text{ж}}$.

По методу М. И. Максимова, основанному на опытах по вытеснению нефти водой,

$$Q_n = ab^{Q_n} \quad (4.19)$$

или

$$\lg Q_n = \lg a + Q_n \lg b. \quad (4.20)$$

На основании теории Баклея—Левретта Б. Ф. Сазонов установил, что зависимость «обводненность n_b — текущая нефтеотдача η » при обводненности $n_b = 0,1-0,8$ имеет прямолинейный характер. Он предполагает также строить зависимости «текущая нефтеотдача η — количество внедрившейся в залежь воды τ », выраженное в объемах пор пласта, занятых первоначально нефтью (собственно характеристика вытеснения по предложению Д. А. Эфроса), «текущая нефтеотдача η — логарифм этого количества воды ($\lg \tau$)», «накопленный водонефтяной фактор — текущая нефтеотдача η » в билигарифмических координатах.

В работе Б. Т. Байшева и других авторов рекомендуется строить обобщенные характеристики обводнения $\eta_a = f(\tau_a)$ для каждого месторождения из условия одинаковых отношений накопленных отборов жидкости и нефти $Q_{\text{жа}} / Q_{\text{на}} = a$, где $\tau_a = Q_{\text{ж}} / Q_{\text{на}}$, $\eta_a = Q_n / Q_{\text{на}}$. Для всех месторождений характеристики вытеснения сближаются в одной точке с соотношением $\tau_a / \eta_a = a$. Такие обобщенные характеристики позволяют прогнозировать показатели процесса обводнения по залежам аналогичного типа, находящимся на более ранней стадии эксплуатации. По фактическим данным разработки ряда залежей Самарской Луки построены обобщенные характери-

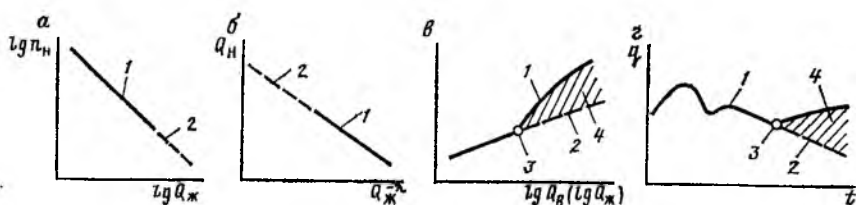


Рис. 4.1. Зависимости логарифма доли нефти в потоке $\lg n_n$ от логарифма накопленной добычи жидкости $\lg Q_{\text{ж}}$ (а), накопленной добычи нефти Q_n от $Q_{\text{ж}}^{-\lambda}$ (б), от логарифма накопленной добычи воды $\lg Q_{\text{в}}$ или $\lg Q_{\text{ж}}$ (в) и текущей добычи нефти q от времени t (г):

1 — фактические; 2 — прогнозные; 3 — начало применения метода регулирования процесса разработки или применения метода повышения нефтеотдачи; 4 — прирост дополнительной добычи нефти

стики вытеснения для разных значений коэффициента ϕ , показывающего отношение накопленного отбора жидкости к накопленному отбору нефти на одно и то же значение $\tau=0,5$, т. е. $\phi=0,5/\eta_{0,5}$, где $\eta_{0,5}$ — текущая нефтеотдача, соответствующая значению $\tau=0,5$. Для прогноза текущей нефтеотдачи необходимо по фактическим данным или по уравнению регрессии определить значение текущей нефтеотдачи рассматриваемой залежи при $\tau=0,5$. Затем, выбрав по величине найденного коэффициента ϕ соответствующую характеристику вытеснения, можно осуществить по ней прогноз нефтеотдачи на более поздние периоды разработки залежи (после $\tau=0,5$). Для перевода обычных координат η и τ в обобщенные $\eta_{0,5}$ и $\tau_{0,5}$ необходимо разделить их на величину $\tau_{0,5}$.

Расчетная зависимость метода Г. С. Камбарова и других имеет вид

$$Q_{\text{ж}}Q_n = aQ_{\text{ж}} - b, \quad (4.21)$$

где a, b — постоянные коэффициенты.

Примеры построения некоторых статистических зависимостей приведены на рис. 4.1. Сопоставлением фактических показателей разработки с прогнозными можно оценить технологический эффект применения метода регулирования процесса разработки, повышения нефтеотдачи пласта.

Методы определения начальных извлекаемых запасов нефти

По данным анализа опыта эксплуатации 24 длительно разрабатываемых залежей Урало-Поволжья, Северного Кавказа, Казахстана и Азербайджана для определения начальных извлекаемых запасов нефти в залежах, находящихся в поздней стадии разработки, И. Д. Амелин рекомендует использовать методы С. Н. Назарова и Н. В. Сипачева, Г. С. Камбарова, Д. Г. Ал-

мамедова и Т. Ю. Махмудова, а также при $n_b > 0,8$ усовершенствованный А. А. Казаковым метод А. М. Пирвердяна.

Однако эти методы позволяют оценить начальные извлекаемые запасы для условий бесконечной промывки пласта, что приводит к завышению извлекаемых запасов нефти. И. Д. Амелин предлагает усовершенствованный метод, предусматривающий ограничение срока эксплуатации залежей предельно рентабельным $q_{пр}$ (конечным) дебитом нефти. Значение этого дебита для конкретной залежи обосновывается экономическими расчетами для завершающей стадии разработки (например, по верхнему уровню замыкающих затрат или путем определения предельно рентабельного обводнения продукции скважин). Применительно к этим трем методам формулы для установления экономически обоснованного значения начальных извлекаемых запасов имеют вид

$$V'_{низ} = \frac{q_{ж} - q_{пр} [a + b (Q_{ж} + q_{ж} t_{ост})]}{b (q_{ж} - 2q_{пр})}; \quad (4.22)$$

$$V'_{низ} = a - \left(\frac{Q_{ж}}{q_{ж}} + t_{ост} \right) q_{пр}, \quad (4.23)$$

$$V'_{низ} = V_{низ} - \frac{q_{пр} (Q_{ж} + q_{ж} t_{ост})}{\lambda q_{ж}}, \quad (4.24)$$

где $q_{ж}$ — постоянный дебит жидкости на прогнозируемый период разработки продолжительностью $t_{ост}$; $Q_{ж}$ — накопленная добыча жидкости на момент оценки $V'_{низ}$.

Для определения величины $t_{ост}$ рекомендуется при $n_b > 0,3 \div 0,4$ фактическую кривую изменения дебита нефти во времени аппроксимировать уравнением

$$q_n(t) = k e^{-c(t_{\phi} + t)}, \quad (4.25)$$

где k , c — постоянные коэффициенты, рассчитываемые с помощью метода наименьших квадратов по фактическим данным годовых отборов нефти в течение времени продолжительностью t_{ϕ} ; t — время в годах от начала отрезка прогнозирования. Тогда, принимая $q_n(t) = q_{пр}$, из уравнения (4.25) находится $t_{ост} = t$.

Для повышения точности расчета определение рекомендуется выполнять двумя или тремя методами. Если определенные значения $V'_{низ}$ отличаются в пределах до 10 %, то в качестве искомого принимается среднее арифметическое значение из определенных. При большем различии рекомендуется проводить специальный анализ разработки залежи с целью выявления причин искривления прямолинейных зависимостей (остановки обводнившихся или ввод новых добывающих скважин, изменение системы воздействия на пласт и др.). Методы применимы при обводненности от 30 до 90 %.

М. И. Максимов, В. С. Орлов предложили методы прогнозирования, предполагающие использование сочетания гидродинамических методов, геолого-промысловых исследований и статистических методов.

В заключение отметим, что одно из основных условий применения статистических методов — отсутствие в прогнозируемом периоде коренного изменения системы разработки. Причем различные методы в разной степени чувствительны к подобным изменениям (предпочтительней зависимости в логарифмических координатах).

Контрольные вопросы

1. Какие задачи регулирования процесса разработки возникают на разных стадиях его осуществления и какими методами они решаются?
2. Перечислите основные ограничения возможностей методов регулирования процесса разработки.
3. Охарактеризуйте методы прогнозирования разработки месторождения по фактическим данным.
4. Как установить технологический эффект применения метода регулирования, повышения нефтеотдачи по фактическим данным?
5. В чем состоит сущность методов определения начальных извлекаемых запасов нефти по фактическим данным разработки месторождения?

ВСКРЫТИЕ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ, ОСВОЕНИЕ, ИССЛЕДОВАНИЕ И ПОВЫШЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН

Вскрытие нефтяных пластов, освоение и повышение продуктивности скважин — важные процессы подготовки скважин к эксплуатации. Качество выполнения этих работ оценивают по данным исследования скважин. От их качества зависит текущая продуктивность (дебит) и продолжительность работы скважин, нефтеотдача залежи.

§ 5.1. ВСКРЫТИЕ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

Различают вскрытие нефтяных пластов бурением и перфорацией.

Вскрытие бурением

Методы вскрытия нефтяных пластов бурением могут быть разными, однако все они должны удовлетворять следующим основным требованиям:

при вскрытии пластов с малым пластовым давлением (низконапорных пластов) необходимо предупредить ухудшение фильтрационной способности призабойной зоны пласта;

при вскрытии высоконапорных пластов (с пластовым давлением выше гидростатического) следует не допустить возможности открытого (аварийного) фонтанирования скважины;

должны быть созданы соответствующие и надежные конструкции стволов и забоев скважин.

Ухудшение фильтрационной способности коллектора при вскрытии происходит в результате поглощения бурового раствора пластом по трещинам, кавернам и высокодренажным каналам; проникновения фильтрата (дисперсионной среды) бурового раствора в поровое пространство; проникновения твердых частиц (дисперсной фазы) бурового раствора в поровое пространство. Глубина поступления в пласт твердых частиц может достигать до 40 мм, фильтрата — до 3 м и бурового раствора — до нескольких метров. В поровое пространство также из трещин проникают фильтрат и твердые частицы раствора. Фильтрат вызывает набухание глинистых компонентов коллектора, образование стойких водонефтяных эмульсий, бронированных глинистыми частицами и парафином (при охлаждении циркули-

рующим раствором призабойной зоны ниже температуры насыщения нефти парафином), выпадение нерастворимых осадков (сульфатов кальция, железа, бария, гидроксидов кальция, магния), блокирующее действие воды. Проникновение твердых частиц сопровождается образованием глинистой корки, внутрипоровой глинизацией. В результате уменьшается дебит (приемистость) скважин, отдельные пропластки отключаются от работы. Предупредить или уменьшить эти отрицательные последствия можно подбором качественного бурового раствора. Он должен обладать малой водоотдачей, плотностью, обеспечивающей допустимую репрессию давления (5—15 % $p_{пл}$) и предупреждающей аварийное фонтанирование, высокой стабильностью и не вызывать набухания глин и образования эмульсий. Это достигается вводом в раствор различных добавок и выбором типа бурового раствора (эмульсии и т. д.).

Продуктивный пласт можно разбуривать либо совместно с вышележащими пластами, либо после крепления скважины до его кровли. В обоих случаях забой скважины может быть представлен открытым (не обсаженным) стволом, фильтром или перфорированной колонной.

Открытый ствол имеют менее 5 % фонда скважин. Хотя такая конструкция забоя служит эталоном гидродинамического совершенства, однако ее применение возможно при наличии устойчивых однородных или карбонатных (трещиноватых) пластов с малой толщиной, а также при отсутствии необходимости избирательного воздействия на пласты.

Перфорация колонн осуществлена в более 90 % скважин всего фонда. Она обеспечивает возможность поэтапной выработки пластов, избирательного воздействия на каждый, упрощает технологию строительства скважины по сравнению с установкой фильтров.

Фильтры используют только для борьбы с пробкообразованием при неустойчивых коллекторах (см. гл. 10).

В целом скважина обсажена несколькими колоннами труб: кондуктором, одной-тремя техническими и эксплуатационной колоннами. Внутренний диаметр эксплуатационной колонны составляет в большинстве 114—140,3 мм. Верхняя часть обсадных труб заканчивается колонной головкой, которая служит основанием для установки устьевого оборудования в соответствии со способом эксплуатации.

Вскрытие перфорацией

Перфорация — процесс образования каналов в обсадной колонне, цементном камне и породе для создания гидродинамической связи скважины с пластом. Различают стреляющую и гидропескоструйную (абразивную) перфорации. Их осуществ-

ляют соответственно геофизические и нефтепромысловые предприятия.

По принципу действия применяемых аппаратов (перфораторов) стреляющую перфорацию подразделяют на пулевую, кумулятивную и торпедную. Стреляющие перфораторы спускают в скважину либо на геофизическом кабеле и приводят в действие посылкой с поверхности земли импульса электрического тока, либо на НКТ и приводят в действие механическим способом путем сбрасывания в НКТ резинового шара и проталкивания его по трубам потоком жидкости.

При пулевой перфорации каналы создают пулями, иногда с разрывом в породе. Известны пулевые перфораторы с горизонтальными и вертикально-криволинейными (типа ПВН, ПВТ, ПВК) стволами. Последними создают за один спуск 1,5—4 отв/м в интервале 3—10 м при длине каналов 200—365 мм, диаметре 20—25 мм и угле наклона к оси скважины около 60°.

Основной объем работ приходится на кумулятивную перфорацию. Каналы создают направленной струей расплавленного металла (облицовки зарядов взрывчатого вещества) и газов взрыва. Различают корпусные с извлекаемым корпусом многократного (типа ПК) и однократного (типа ПКО, ПКОС, ПНКТ) использования, а также бескорпусные, частично разрушающиеся (типа ПКС, ПРВ) и полностью разрушающиеся (типа КПРУ, ПР). Наибольшее применение нашли перфораторы типа ПК и ПКС. Кумулятивными перфораторами можно создать за один спуск 6—25 отв/м в интервале 0,32—50 м при длине каналов 120—365 мм в диаметре 8—14 мм.

Очень редко применяют торпедную перфорацию, при которой напротив продуктивного пласта взрывают торпеды (шашки).

Выбор перфоратора, метода и технологии перфорации зависит от назначения скважины, цели перфорации, прочности, толщины и типа пласта, состояния обсадной колонны, размеров ствола скважины, давления, температуры и др.

Для технолога-разработчика важно соблюдение трех основных принципов: обеспечить высокое гидродинамическое совершенство скважины; сохранить прочность колонны и цементного кольца; достичь минимальных затрат средств и времени. Они выполняются подбором плотности перфорации, качества перфорационной жидкости, заполняющей скважину, и технологии процесса. Плотность перфорации должна приниматься из гидродинамических соображений не менее 10—20 отв/м. Нарушение прочности колонны и цементного кольца наступает при 30—50 отв/м. Практика показывает, что с увеличением плотности перфорации коэффициент совершенства скважины возрастает, достигает максимума и дальше снижается вследствие загрязнения каналов и призабойной зоны пласта в процессе взрыва при

некачественной перфорационной жидкости. Лучшие перфорационные жидкости — нефть, растворы на ее основе, водонефтяные эмульсии и т. д.

Перед проведением перфорации скважины следует рассчитать площадку, прошаблонировать колонну, установить противовыбросовую задвижку со штурвалом на 8—10 м, проложить отводящие трубы от устья, опрессовать оборудование, подготовить скважинную перфорационную жидкость и др.

Гидропескоструйная перфорация

Гидропескоструйная перфорация (ГПП) основана на использовании кинетической энергии и абразивности высокоскоростных песочно-жидкостных струй, вытекающих из насадок (сопел) перфоратора. При ГПП создаются каналы значительно больших размеров (длина до 0,4 м, усредненный диаметр составляет примерно половину длины), не растрескивается цементный камень, не уплотняется порода в зоне перфорации. Однако вследствие большой трудоемкости и стоимости ГПП применяют там, где стреляющая перфорация оказывается неэффективной (в разведочных скважинах) и для повышения продуктивности скважин. Это составляет около 5 % создаваемых отверстий или 1500 скважин в год.

Технология ГПП включает следующие операции: а) глушение скважины закачкой жидкости (при наличии уже вскрытых пропластков); б) спуск перфоратора на НКТ (бурильных трубах) с помощью подъемника на заданную глубину и привязку геофизическими методами места установки его по пласту-реперу и по утолщенной муфте-реперу на НКТ с учетом деформации труб при циркуляции жидкости; в) обвязку устья и наземного оборудования; г) ввод в НКТ опрессовочного шара, опрессовку системы манифольдов и НКТ на 1,5-кратное рабочее давление, вымыв опрессовочного шара на поверхность обратной (по затрубному пространству) циркуляцией рабочей жидкости и оценку потерь давления на трение промывкой скважины на режиме перфорации; д) спуск рабочего шара; е) проведение собственно перфорации; ж) приподъем перфоратора и переход на вышележащий интервал (эти две последние операции многократно повторяются); з) вымыв обратной промывкой рабочего шара и обратную промывку скважины от песка; и) подъем НКТ с перфоратором, демонтаж оборудования.

Обвязка поверхностного оборудования может быть с повторным использованием жидкости и песка (закольцованная схема), со сбросом песка и со сбросом песка и жидкости. Последняя схема (рис. 5.1) — наиболее простая.

В качестве рабочей жидкости используют техническую воду с ПАВ, пластовую воду, 5—6 %-й раствор соляной кислоты, дегазированную нефть и др. Песок должен быть с преимуществен-

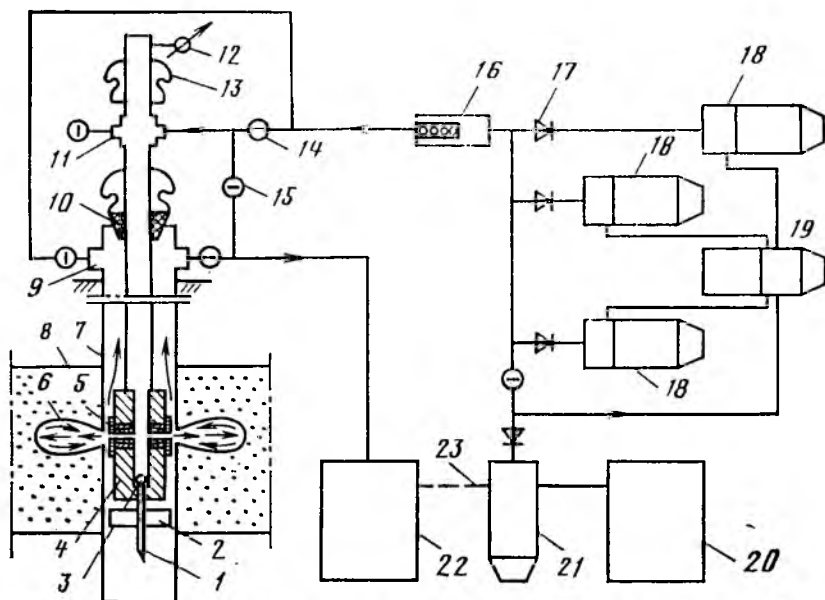


Рис. 5.1. Технологическая схема гидрорескоструйной перфорации со сбросом жидкости и песка:

1 — хвостовик; 2 — центратор; 3 — рабочий шар; 4 — корпус гидроперфоратора; 5 — узел насадки; 6 — канал перфорации; 7 — ствол скважины; 8 — продуктивный пласт; 9 — устьевая головка арматуры устья; 10 — резиновая герметизирующая манжета; 11 — трубная головка арматуры устья; 12 — манометр; 13 — элеватор для подъема труб; 14, 15 — задвижка (открытая, закрытая); 16 — шламоуловитель; 17 — обратный клапан; 18 — насосные агрегаты; 19 — пескосмеситель; 20 — емкость; 21 — насосный агрегат; 22 — амбар; 23 — линия забора при повторном использовании жидкости

ным (более 50 %) содержанием кварца фракции 0,2—2 мм. Гидроперфоратор ПА-6М включает корпус, насадки в держателях и заглушки, хвостовик-перо с центратором и шаровые клапаны (опрессовочный и рабочий).

При ГПП можно создавать нормальные (горизонтальные) и наклонные (наиболее целесообразен угол наклона к оси скважины 60°) каналы, вертикальные и горизонтальные щели. Плотность перфорации часто составляет 1—4 отв/м. Однако этого недостаточно. В слоистых коллекторах целесообразно создавать 10—20 нормальных и 6—10 наклонных каналов или 18—20 щелей (длиной каждая по 110 мм) на 1 м толщины пласта.

Совершенствование ГПП ведется в направлении использования газожидкостно-песочной смеси (увеличивается длина каналов в 2—3,5 раза), кислотных растворов, добавки в жидкость полимеров, создания шланговых и зондовых гидромониторных гидрорескоструйных устройств.

Устьевое давление нагнетания вычисляют по формуле

$$p_y = \Delta p_1 + \Delta p + \Delta p_2 + \Delta p_{\text{затр}} \leq p_{\text{ду}}, \quad (5.1)$$

где Δp_1 и Δp_2 — потери давления на трение в НКТ и в затрубном пространстве, определяемые по графику ВНИИнефти в зависимости от размеров труб и расхода жидкости $Q = qn$; q — расход жидкости через одну насадку, которым задаются в пределах 3—3,2 л/с; n — число работающих насадок, причем $Q/F_{\text{затр}} \geq 0,5$ м/с (для выноса шлама); $F_{\text{затр}}$ — площадь проходного сечения затрубного пространства; Δp — перепад давления в насадке, выбираемый по графикам ВНИИнефти в зависимости от расхода q при разном диаметре насадок, причем $\Delta p \geq \Delta p_{\min}$ ($\Delta p_{\min} = 10$ —12 МПа для насадок 6 мм и $\Delta p_{\min} = 18$ —20 МПа для насадок 3 и 4,5 мм при прочности пород на сжатие более 25—30 МПа); $p_{\text{затр}}$ — противодавление на устье скважины в затрубном пространстве при работе по замкнутой системе; $p_{\text{ду}}$ — допустимое устьевое давление, которое обусловлено технической возможностью насосных установок (агрегатов) типа УН 1-630×700А (4АН-700) или прочностной характеристикой труб и в последнем случае вычисляется по формуле

$$p_{\text{ду}} = \frac{P_{\text{стр}} - q_{\tau} L}{K_6 F_{\tau}}, \quad (5.2)$$

где $P_{\text{стр}}$ — страгивающая нагрузка, вычисляемая по формуле Яковлева — Шумилова или по справочным данным; q_{τ} и L — соответственно вес 1 м и длина спуска НКТ; K_6 — коэффициент безопасности, принимаемый равным 1,3—1,5; F_{τ} — площадь проходного сечения НКТ.

Дополнительное удлинение НКТ при создании в них давления

$$\Delta l = \frac{p_y F_{\tau} L}{E_y f_{\tau} z_{\tau p}}, \quad (5.3)$$

где E_y — модуль Юнга (упругости), равный $20 \cdot 10^4$ МПа; f_{τ} — площадь сечения металла НКТ; $z_{\tau p}$ — коэффициент, учитывающий трение труб о стенки обсадной колонны (принимают равным 1,5—2).

Число насосных агрегатов определяют как отношение необходимой гидравлической мощности к гидравлической мощности агрегата с учетом одного запасного:

$$N = \frac{Q p_y}{\eta_a q_a p_a} + 1, \quad (5.4)$$

где η_a — коэффициент, учитывающий техническое состояние насосных агрегатов, их износ ($\eta_a = 0,75$ —1); q_a — подача одного агрегата на расчетном режиме; p_a — давление, развиваемое агрегатом.

Продолжительность одной резки отверстия принимают равной 15—30 мин, щели — 20—40 мин (по 2—3 мин на 10 мм

щели). Заданная концентрация песка при использовании воды составляет 40—50 кг/м³. В зависимости от числа интервалов резки и схемы обвязки коммуникаций вычисляют количество рабочей жидкости и песка.

§ 5.2. ОСВОЕНИЕ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Освоение скважин — комплекс технологических операций по перфорации, вызову притока и воздействию на призабойную зону пласта с целью обеспечения ее продуктивности, соответствующей естественной проницаемости и нефтенасыщенной толщине пласта, при вводе скважины в эксплуатацию после бурения или ремонта. Ограничимся здесь рассмотрением освоения в узком понимании этого слова как пускового процесса вызова притока.

Освоение нефтяных скважин

Перед освоением скважина заполнена перфорационной жидкостью или жидкостью глушения, которыми создается репрессия давления на пласт для предупреждения проявления (открытого фонтанирования) скважины, т. е. $p_3 = h\rho_c g \geq p_{пл}$, где h — высота столба жидкости в скважине; ρ_c — средняя плотность скважинной жидкости.

Для вызова притока необходимо обеспечить $p_3 < p_{пл}$, т. е. создать депрессию давления $\Delta p = p_{пл} - p_3$.

Различают методы освоения фонтанных (при высоком $p_{пл}$) и механизированных скважин. Перед освоением скважины оборудуют в соответствии со способом эксплуатации и методом вызова притока. Возможны два пути вызова притока: уменьшением ρ_c или h . В нефтепромысловой практике нашли применение следующие три метода вызова притока.

1. Последовательная замена жидкости с большей плотностью на жидкость с меньшей плотностью (обычно по схеме: буровой раствор с большей плотностью — буровой раствор с меньшей плотностью — вода — нефть — газоконденсат). Для этого в скважину спускают НКТ, обвязывают наземное оборудование и насосный агрегат, опрессовывают нагнетательную линию и закачивают жидкость в НКТ (прямая промывка) или в затрубное пространство (обратная промывка) агрегатом УН 1-630×700 А (4АН-700), а из скважины жидкость выводят в сборную емкость.

2. Аэрирование (газирование) жидкости. Осуществляется аналогично, но в поток жидкости (воды) постепенно вводят газ с увеличивающимся расходом жидкости (рис. 5.2). Плотность газожидкостной смеси доводят до 300—400 кг/м³. Ско-

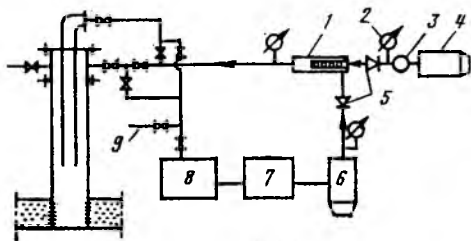


Рис. 5.2. Технологическая схема освоения скважины аэрированием жидкости с применением двухфазной пены:

1 — аэратор; 2 — манометр; 3 — расходомер воздуха; 4 — компрессор; 5 — обратный клапан; 6 — насосный агрегат; 7 — мерная емкость; 8 — накопительная емкость для пенообразующей жидкости; 9 — линия выкида пены

рость нисходящего потока жидкости для предупреждения всплытия газа должна быть не менее 0,8—1 м/с. Газ вводят с помощью аэратора типа «перфорированная труба в трубе» или жидкостно-газового эжектора типа ЭЖГ-1, а на газовой линии устанавливают обратный клапан. Также можно использовать газ из газовых скважин (газопроводов), воздух от передвижного компрессора и газообразный азот от автомобильной газификационной установки АГУ 6000—500/200 (АГУ-8К). Для освоения скважин разработаны передвижные компрессорные установки УКП-80, СД-12/250, НЭ-12/250, УКС-80, КПУ-16/100, КПУ-16/250, ДКС-7/200А, ДКС-3,5/200 Тп и др. При использовании воздуха могут образовываться взрывоопасные смеси и не исключена возможность взрывов в скважине. Для придания процессу плавности, устойчивости и безопасности в воду добавляют ПАВ — пенообразователи.

3. Продавка (вытеснение) жидкости сжатым газом. Осуществляется аналогично пуску газлифтных скважин (см. в гл. 8). Отличие состоит только в подключении к устью передвижной компрессорной установки или АГУ 6000-500/200. В процессе пуска быстро создается депрессия, поэтому метод не применим при наличии рыхлых и неустойчивых коллекторов, подошвенной воды.

Иногда еще применяют методы свабирования (поршневания) и тартания. Для этого в скважину на канате от глубинной лебедки спускают сваб (поршень с клапаном и резиновыми манжетами) в НКТ или желонку (наподобие узкого длинного ведра с клапаном).

Газлифтные скважины осваивают обычно методом продавки (см. гл. 8). Насосные скважины перед освоением промывают водой или лучше нефтью и осваивают насосом (ШСН, ЭЦН), используемым при эксплуатации.

Особенности освоения нагнетательных скважин

Нагнетательные скважины различают на законтурные (расположенные в водяной зоне) и внутриконтурные (расположенные в нефтяной зоне залежи). Законтурные скважины осваивают сразу под нагнетание воды, а внутриконтурные обычно сначала на приток, затем, после снижения давления $p_{пл}$ в районе скважины, под закачку. Если имеется ряд нагнетательных скважин, то осваивают их под закачку через одну, затем после обводнения под закачку осваивают пропущенные скважины. В скважинах, которые работали на отбор нефти, целесообразно провести тепловую обработку (см. § 5.8).

Для очистки ствола нагнетательной скважины перед закачкой проводят интенсивные промывки (прямые, обратные) в течение 1—3 сут с расходом воды 1200—1500 м³/сут до минимального и стабильного содержания взвешенных частиц. Вода подается из водовода со сбросом в емкости (земляные амбары, канализацию) или по закольцованной схеме с отстоем.

Для очистки призабойной зоны осуществляют интенсивные дренажи самоизливом, газлифтным и насосным способами эксплуатации или поршневанием (свабированием). Самоизливом достигается эффект, когда расход притекающей воды достаточно большой (несколько десятков м³/сут). Кратковременные (по 6—15 мин) периодические изливы до стабилизации количества взвешенных частиц сокращают расход воды в 4—6 раз по сравнению с непрерывными изливами. При выполнении всех работ следует не допускать сброса минерализованной или загрязненной нефтью воды в открытые водоемы.

§ 5.3. ЗАДАЧИ, ВИДЫ И МЕТОДЫ, ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ

Задачи, виды и методы исследования

Основная задача исследования залежей и скважин — получение информации о них для подсчета запасов нефти и газа, проектирования, анализа, регулирования разработки залежей и эксплуатации скважин. Исследование начинается сразу же после открытия залежей и продолжается в течение всей «жизни» месторождения, т. е. осуществляется в процессе бурения и эксплуатации скважин, обеспечивающих непосредственный доступ в залежь.

Исследования можно подразделить на первичные, текущие и специальные. Первичные исследования проводят на стадии разведки и опытной эксплуатации месторождения. Задача их заключается в получении исходных данных, необходимых для подсчета запасов и проектирования разработки. Текущие исследования осуществляют в процессе разработки. Их задача состоит

в получении сведений для уточнения параметров пласта, принятия решений о регулировании процесса разработки, проектирования и оптимизации технологических режимов работы скважин и др. Специальные исследования вызваны специфическими условиями разработки залежи и эксплуатации скважин (внедрение внутрипластового горения и т. д.).

Выделяют прямые и косвенные методы исследования. К первым относят непосредственные измерения давления, температуры, лабораторные методы определения параметров пласта и флюидов по керну и пробам жидкости, взятым из скважины. Большинство параметров залежей и скважин не поддается непосредственному измерению. Эти параметры определяют косвенно путем пересчета по соотношениям, связывающим их с другими, непосредственно измеренными побочными параметрами. Косвенные методы исследования по физическому явлению, которое лежит в их основе, подразделяют на промыслово-геофизические, гидродинамические и др.

Промыслово-геофизические исследования

При промыслово-геофизических исследованиях с помощью приборов, спускаемых в скважину посредством глубинной лебедки на электрическом (каротажном) кабеле, изучаются электрические свойства пород (электрокаротаж), радиоактивные (радиоактивный каротаж — гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж, нейтронные каротаж), акустические (акустический каротаж), механические (кавернометрия) и т. п. Промыслово-геофизические исследования позволяют определить пористость (поровую, трещинную, кавернозную), проницаемость, нефтеводогазонасыщенность, толщину пласта, отметки его кровли и подошвы, литологию и глинистость пород, положения ВНК, ГНК и их продвижения, интервалы обводнения, состав жидкости в стволе скважины и его изменение (гамма-плотнометрия, дизелькометрическая влагометрия, резистивиметрия и др.), скорость движения и распределение закачиваемых в пласт агентов (метод радиоактивных изотопов, индикаторные методы и др.), выявить работающие интервалы пласта, установить профили притока и поглощения (скважинная дебито- и расходометрия, термометрия, фотоколориметрия, определение содержания ванадия и кобальта в нефти), определить техническое состояние скважины (качество цементирования, негерметичность обсадных труб, наличие межпластовых перетоков, толщина стенок труб, дефекты в них, местоположение интервалов перфорации, элементов оборудования, муфт и забоя скважины, место отложения парафина, осадка и др.). Эти исследования выполняют геофизические организации.

К геофизическим исследованиям относят также скважинные дебиторасходомерные и термодинамические исследования.

Скважинные дебито- и расходомерческие исследования

Они позволяют выделить в общей толщине пласта работающие интервалы и установить профили притока в добывающих и поглощения в нагнетательных скважинах. Обычно эти исследования дополняются одновременным измерением давления, температуры, влагосодержания потока (доли воды) и их распределения вдоль ствола скважины. Для исследования на электрическом кабеле в работающую нагнетательную скважину спускают скважинный прибор — расходомер (в добывающую скважину — дебитомер), датчик которого на поверхность подает электрический сигнал, соответствующий расходу жидкости.

Прибор перемещают в скважине периодически с определенным шагом (около 1 м) от точки к точке. В каждой точке измеряется суммарный расход. По данным измерения строят диаграмму интенсивности (расходо- или дебитограмму) или преимущественно профиль поглощения (притока) жидкости (рис. 5.3), что позволяет определить работающие интервалы, их долевое участие в общем расходе (дебите) жидкости, охват разработкой по толщине пласта (отношение работающей толщины пласта к нефтенасыщенной и перфорированной), эффективность проводимых в скважине работ по воздействию на призабойную зону пласта. При наличии измерения забойного давления можно определить коэффициент продуктивности (приемистости) каждого интервала или в случае исследований при нескольких режимах работы скважины — построить для них индикаторные линии (см. § 5.4).

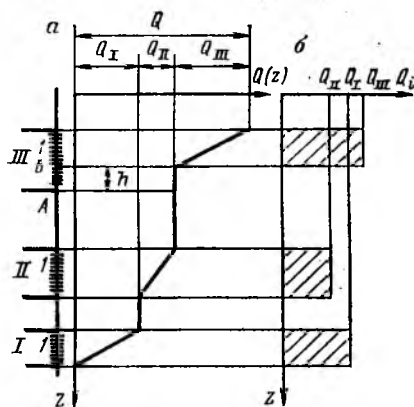


Рис. 5.3. Дебитограмма (а) и профиль (б) притока жидкости из пласта, состоящего из трех (I, II, III) пропластков:

Q — расход жидкости; Q_i — приток из i -го пропластка; z — вертикальная координата; I — интервалы перфорации; AB — не работающий интервал перфорации толщиной h

Термодинамические исследования скважин

Они позволяют изучать распределение температуры в длительно простаивающей (*геотерма*) и в работающей (*термограмма*) скважине, по которому можно определять геотермический градиент, выявлять работающие и обводненные интервалы пласта, осуществлять анализ температурных процессов в пласте (при тепловом воздействии, закачке холодной воды) и выработки запасов нефти при заводнении, контролировать техническое состояние скважин и работу подземного скважинного оборудования.

Изменение температуры T недр Земли с глубиной z (*естественная геотерма*) можно представить уравнением

$$T = T_0 + \Gamma z, \quad (5.5)$$

где T_0 — температура нейтрального слоя; $\Gamma = dT/dz$ — геотермический градиент (в среднем равен $0,033^\circ\text{C}/\text{м}$). Если T_0 привести к уровню поверхности Земли, то под z можно понимать не глубину от нейтрального слоя, а глубину залегания пород от поверхности Земли. Геотерма и термограмма при закачке горячей воды показаны на рис. 3.7 (см. § 3.6). В добывающей скважине восходящий поток жидкости нагревает вышележащие породы, причем со временем t распределение температуры стабилизируется. Геотерма и термограммы используются при проектировании и анализе эксплуатации скважин.

Фильтрация в скважину как дроссельный процесс изменения температуры ΔT от перепада давления Δp (эффект Джоуля — Томсона) согласно уравнению

$$\Delta T = -\epsilon_d \Delta p \quad (5.6)$$

характеризуется изменением температуры флюида на ее забое, где ϵ_d — средний интегральный коэффициент Джоуля — Томсона. Для воды $\epsilon_w = 0,24$, для нефти $\epsilon_n = 0,41—0,61$, для углеводородного газа $\epsilon_r = -(2,55—4,08)^\circ\text{C}/\text{МПа}$. Это значит, что при притоке воды и нефти поток нагревается, а при притоке газа — охлаждается. Если в скважину притекает газированная нефть, то изменение температуры вследствие дроссельного и калориметрического эффектов можно оценить по формуле

$$\frac{T_z - T_{пл}}{\rho_{пл} - \rho_z} = \frac{c_n \epsilon_n \rho_n + c_r \epsilon_r \rho_n (G_0 - \alpha_r \rho_z)}{c_n \rho_n + c_r \rho_n (G_0 - \alpha_r \rho_z)}, \quad (5.7)$$

где $T_{пл}$, T_z — пластовая и забойная температуры; b_n — объемный коэффициент нефти; $c_{n(r)}$, $\rho_{n(r)}$ — теплоемкость, плотность при нормальных условиях нефти (газа); G_0 — газовый фактор; α_r — коэффициент растворимости газа в нефти.

С использованием формулы можно оценить условия отсутствия изменения температуры ($T_z = T_{пл}$), выпадения парафина из

нефти в пласте ($T_3 \leq T_n$, где T_n — температура насыщения нефти парафином), радиус зоны выпадения парафина в пласте. При притоке однородной нефти дроссельные эффекты незначительны (температура нефти может повышаться всего на 0,4—0,6 °С при депрессии приблизительно 1 МПа). На термограммах, снятых в остановленных скважинах, выделяются аномалии температуры. Более четко такие аномалии видны на термограммах, снятых после остановки водонагнетательных скважин, что позволяет выделить поглощающие пласты.

Поинтервальный приток нефти из нескольких пластов можно определить по термограмме, снятой в продолжительно (более нескольких суток) работающей нефтяной скважине при постоянном отборе. Потоки из каждого пласта, имея различную температуру и последовательно смешиваясь, обуславливают скачкообразное изменение температуры потока смеси. Тогда приток Q_{pi} из каждого последовательно сверху вниз пласта можно вычислить по калориметрическому уравнению

$$\Delta T_{pi} Q_{pi} = \Delta T_i \sum_{i=1}^n Q_i, \quad (5.8)$$

где ΔT_{pi} — повышение температуры потока рассматриваемого пласта у его кровли относительно геотермы; ΔT_i — понижение температуры потока в пределах интервала смещения (за счет калориметрического эффекта); Q_{pi} — дебит рассматриваемого

интервала; $\sum_{i=1}^n Q_i$ — суммарный дебит нижележащих пластов (относительно рассматриваемого), причем для первого пласта $\sum_{i=1}^n Q_i = Q - Q_{pi}$, Q — общий дебит скважины; n — число пластов.

Следует отметить, что расходо- и термометрия скважин позволяют также определить места нарушения герметичности колонн, перетоки между пластами и др.

Гидродинамические методы исследования

Они основаны на измерении дебитов и забойных давлений (или их изменений во времени). При этом в отличие от лабораторных и промыслово-геофизических исследований изучением охватывается зона дренирования больших размеров, а не точки или локальные области призабойных зон. Непосредственно этими методами можно определить коэффициент продуктивности (приемистости) скважин K_0 , гидропроводность пласта e , пластовое давление $p_{пл}$, пьезопроводность пласта κ , комплексный параметр κ/r_c^2 (r_c — приведенный радиус скважины),

а в сочетании с лабораторными и геофизическими исследованиями — проницаемость k и радиус r_c .

Гидродинамические методы исследования подразделяют на исследования при установившихся режимах фильтрации (метод установившихся отборов или пробных откачек) и при неустановившихся режимах (метод восстановления давления и метод гидропрослушивания). Эти исследования выполняют службы нефтедобывающих предприятий. Для проведения исследований и измерений составляют план-график. Рекомендуемая периодичность осуществления исследований и измерений по каждой скважине устанавливается с целью выявления всех изменений условий работы залежи и скважин и в основном предусматривает: а) один раз в 2 года проводить гидродинамические исследования; б) ежегодно — определять профиль притока и интервалов обводнения; в) один раз в полугодие измерять $p_{пл}$ и $T_{пл}$, определять интервалы поглощения, положения ВНК и ГНК (в наблюдательных скважинах); г) ежеквартально измерять p_z ; д) ежемесячно измерять газовый фактор (при $p_{пл} > p_n$), е) один раз в 1—2 недели измерять газовый фактор (при $p_{пл} < p_n$), дебиты, приемистости, обводненность продукции и т. д.

Технология и техника гидродинамических исследований и измерений

Способ эксплуатации скважин накладывает технические ограничения на гидродинамические исследования. Особенности, связанные с этим, будут рассмотрены дальше.

Скважинные приборы для глубинных измерений подразделяют на автономные (с местной регистрацией) и дистанционные, обеспечивающие передачу сигнала по грузонесущему электрическому кабелю и регистрацию показаний в наземной аппаратуре. Местная регистрация осуществляется пишущим пером на диаграммном бланке, перемещаемом с помощью часового привода. Обработывают такие записи с помощью различных приспособлений для линейных измерений: микроскопов, компараторов (обычно полевых компараторов типа К-7 с четырех или десятикратным увеличением) и отсчетных столиков.

Спуск приборов в работающие скважины с избыточным давлением на устье осуществляют с использованием лубрикаторов, устанавливаемых на фонтанные арматуры. Лубрикатор представляет собой трубу, имеющую на одном конце фланец, а на другом — сальник для уплотнения проволоки или кабеля, на котором спускается прибор в скважину. Автономные приборы спускают на проволоке диаметром 1,6—2,2 мм с помощью лебедки ЛС-16, ЛСГ-1, установки для исследования скважин типов Азинмаш-8 А, Азинмаш-8 В, ЗУИС, дистанционные приборы — на кабеле с помощью автоматической исследовательской

станции АИСТ, в которой кроме каротажной лебедки имеется наземная измерительная аппаратура. Глубина спуска приборов контролируется по показаниям механического счетчика или электрического счетчика глубин. В высокодебитных скважинах к глубинному прибору подвешивается грузовая штанга. Для предотвращения аварийных ситуаций, связанных с повреждением брони кабеля или образованием петель на проволоке, применяют устройство (УЛА-1), устанавливаемое между лубрикатором и фонтанной арматурой.

Прямые измерения давления осуществляют скважинными манометрами геликсными (автономными типа МСУ, МГН-2, МГТ-1, дистанционными типа МГН-5), пружинно-поршневыми (автономными типа МГН-1, МПМ-4 и дистанционными типа МГД-36) и дифманометрами (прямого действия ДГМ-4М и компенсационными «Онега-1», «Ладога-1»). Диаметр корпуса их 25—36 мм, верхние пределы измерения абсолютного давления до 100 МПа, наибольшее рабочее давление дифманометров 40 МПа, область рабочих температур от -10 до $+400$ °С.

Для измерения дебитов (расходов) применяют дистанционные дебитомеры (типа РГД-2М, «Кобра-36Р», ДГД-6Б, ДГД-8) и расходомеры (типа РГД-3, РГД-4, РГД-5). Диаметр корпуса дебитометров 26—42 мм, пределы измерения $5\text{--}200$ м³/сут, рабочее давление и температура $20\text{--}35$ МПа и $70\text{--}100$ °С. Аналогично для расходомеров соответственно: $42\text{--}110$ мм, $20\text{--}3000$ м³/сут, 50 МПа, 120 °С. В дебитометрах применяют пакеры зонтичного и фонарного типов, раскрываемые с помощью двигателей, а также абсолютные пакеры, раскрываемые с помощью насосов. Расходомеры обычно являются беспакерными. ВНИИ-КАнефтегаз разработал расходомер «Терек-3» с зонтичным бесприводным пакером для измерения расходов горячей воды. ВНИИнефтепромгеофизикой разработаны термокондуктивные скважинные расходомеры типа СТД (СТД-2, СТД-4, СТД-16) как индикатор движения жидкости, особенно в диапазоне малых скоростей. Диаметры их $16\text{--}36$ мм, чувствительность $0,5$ м³/сут. Они могут быть использованы также для измерения температуры до 80 °С.

В последнее время находят применение комплексные приборы: скважинные расходомеры-влажмеры ВРГД-36, «Кобра-36 РВ», дистанционный прибор ДРМТ-3 (для измерения давления до 60 МПа и температуры до 180 °С в фонтанных и насосных скважинах), комплексная аппаратура «Поток-5» (для измерения давления до 25 МПа, температуры до 100 °С, расхода $6\text{--}60$ или $15\text{--}150$ м³/сут и влажности жидкости до 100 %, диаметр корпуса 40 мм; имеется локатор сплошности, обеспечивающий точную привязку данных к разрезу скважины).

§ 5.4. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ

Цель исследования заключается в контроле продуктивности скважины, изучении влияния режима работы на производительность и оценке фильтрационных параметров пласта, т. е. в получении и обработке *индикаторной диаграммы* (линии) — зависимости дебита от депрессии $Q(\Delta p)$, где $\Delta p = p_{пл} - p_a$.

Технология исследования состоит в непосредственном измерении дебитов скважин Q (или приемистостей нагнетательных скважин) и соответствующих им значений p_a последовательно на нескольких (не менее трех) предварительно обеспеченных установившихся режимах работы. Время стабилизации режима работы зависит от фильтрационной характеристики пласта, обычно устанавливается опытным путем (рядом последовательных измерений Q) и составляет от нескольких часов до 2—5 суток. Одновременно определяют газовый фактор и отбирают на выкидных линиях или в мерных емкостях пробы жидкости на обводненность и наличие песка.

Дебит измеряют на групповых замерных установках типа «Спутник» или иногда (на необустроенных площадях) с помощью индивидуальных замерных установок, включающих трап и мерную емкость. Дебит газа измеряют на групповых замерных установках турбинными счетчиками (типа Агат-1), а на индивидуальных замерных установках (на выкиде из трапа) — турбинными счетчиками или посредством дифманометров с дроссельными устройствами. Приемистость водонагнетательных скважин измеряют счетчиками или расходомерами диафрагменного типа на КНС. Пробы анализируются в лабораториях.

Пластовое давление $p_{пл}$ измеряют в остановленных скважинах, обычно в период ремонтных работ, а затем строят графики изменения его во времени, экстраполируя на дату исследования. Имеются и другие методы его определения.

По результатам исследования строят индикаторные диаграммы (рис. 5.4). Значение дебита с поверхностных условий на пластовые пересчитывают с помощью объемного коэффициента b , умножая измеренное значение дебита на b . Если индикаторная диаграмма — прямая линия (см. рис. 5.4, линии 1, 1'), что отмечается при фильтрации однофазной жидкости (нефти, воды) или водонефтяной смеси по закону Дарси, то как тангенс угла γ наклона линии определяем коэффициент продуктивности (приемистости) скважины

$$\operatorname{tg} \gamma = K_0 = Q/\Delta p, \quad (5.9)$$

где $K_0 = 2\pi kh / \left(\mu \ln \frac{R_k}{r_c} \right)$; k, h — проницаемость и работающая толщина пласта; μ — вязкость жидкости; R_k, r_c — радиус зоны дренирования пласта и приведенный радиус скважины.

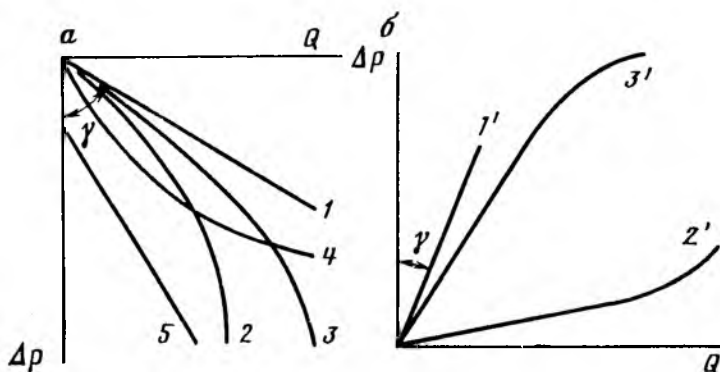


Рис. 5.4. Типичные индикаторные диаграммы добывающих (а) и нагнетательных (б) скважин

Если принять R_k равным половине расстояния между соседними скважинами, а r_c равным радиусу r_{cd} скважины по долоту или с учетом гидродинамического несовершенства (с использованием графиков В. И. Щурова или результатов исследования при неустановившихся режимах), то определим гидропроводность пласта

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{K_0 \ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi}. \quad (5.10)$$

При $r_c = r_{cd}$ несовершенство скважины учитывается в ε . Если μ известно по результатам лабораторного исследования глубинных проб жидкости, h определено геофизическими или дебитометрическими методами, то найдем проницаемость

$$k = \varepsilon \mu / h. \quad (5.11)$$

Индикаторная диаграмма в случае притока вязкопластичной нефти показана на рис. 2.7, а (см. § 2.9) и на рис. 5.4, а (линия 5). Коэффициент продуктивности определяется по формуле

$$K_0 = Q / (\Delta p - \Delta p_0). \quad (5.12)$$

При искривлении индикаторной диаграммы надежность результатов обработки невысокая. Причинами искривления индикаторных диаграмм можно назвать в соответствии с линиями на рис. 5.4, а: 2 — при $p_3 \geq p_n$ нарушение закона Дарси (инерционные сопротивления), зависимость проницаемости (деформации трещин) от давления, или при $p_3 < p_n$, также выделение газа из нефти (газированная нефть); 3 — нарушение линейного закона Дарси в случае превышения критической депрессии (при $p_3 \geq p_n$), выделение газа из нефти (газированная нефть при

$p_3 < p_n$); 4 — подключение пропластков (см. также § 2.9), переток между пластами, не установившиеся процессы в пласте. Искривления индикаторных диаграмм нагнетательных скважин (см. рис. 5.4, б) могут быть вызваны нарушением закона Дарси (линия 2') или деформацией трещин (линия 3'). Следует подчеркнуть, что названные причины во многих случаях проявляются совместно. Если можно выделить причину искривления, то при обработке индикаторных линий следует обратиться к соответствующим расчетным формулам, изучаемым в курсе подземной гидрогазодинамики и описанным в справочниках. В общем случае уравнение притока можно записать в виде степенной зависимости:

$$Q = K_0 (p_{пл} - p_3)^n, \quad (5.13)$$

где $K_0(\Delta p)$ — коэффициент пропорциональности как функция Δp (или p_3); n — показатель степени (для выпуклых к оси Q линий $1 > n \geq 0,5$, для вогнутых — $n > 1$, для прямых — $n = 1$). Неизвестными могут являться K_0 , n и $p_{пл}$, которые вычисляем из системы 3-х уравнений, составленных согласно уравнению (5.13) для любых 3-х точек индикаторной линии:

$$\left. \begin{aligned} Q_1 &= K_0 (p_{пл} - p_{31})^n \\ Q_2 &= K_0 (p_{пл} - p_{32})^n \\ Q_3 &= K_0 (p_{пл} - p_{33})^n \end{aligned} \right\}. \quad (5.14)$$

При этом принимаем $K_0 = \text{const}$, $n = \text{const}$, $p_{пл} = \text{const}$. Если $p_{пл}$ известно, то для интервалов изменения Δp можно установить $K_0(\Delta p)$.

Фильтрацию можно описать также двучленной формулой

$$\Delta p = AQ + BQ^2, \quad (5.15)$$

для графического определения коэффициентов фильтрационного сопротивления A и B которой индикаторную линию перестраиваем в прямую в координатах $\Delta p/Q$ от Q . Тогда A и B находим соответственно как отрезок на оси ординат и угловой коэффициент прямой, причем $A = 1/K_0$ (K_0 — коэффициент продуктивности).

При притоке газированной нефти обработка данных исследования осуществляется с использованием функций Христиановича (см. § 2.3), т. е.

$$Q = \frac{2\pi kh (H_{пл} - H_3)}{\ln \frac{R_k}{r_c}} = \frac{2\pi kh (H'_{пл} - H'_3)}{\mu_n(p_n) \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (5.16)$$

где $H'_{пл} - H'_3 = \mu_n(p_n) (H_{пл} - H_3)$ — разность функций Христиановича.

Индикаторная диаграмма при этом представляется прямой в координатах Q от $(H_{пл} - H_3)$ или от $(H_{пл}' - H_3')$.

В случае многопластового объекта эксплуатации по данным дебитометрических исследований индикаторные диаграммы удобнее строить в зависимости Q от p_3 (рис. 5.5), причем его приводят для каждого пласта к одной плоскости сравнения (приведенное давление). При таких координатах пластовое давление можно определить графически (см. рис. 5.5) или по формуле

$$p_{пл} = p_3 + \frac{Q}{K_0}, \quad (5.17)$$

где K_0 определяется по графику как тангенс угла λ ($\operatorname{tg} \lambda = K_0 = (Q_2 - Q_1) / (p_{31} - p_{32})$). Дебит скважины при $p_3 = 0$ называют *потенциальным дебитом* Q_n (см. рис. 5.5).

Из рис. 5.5 следует, что при первом режиме (p_{31}) из пластов I и III жидкость с расходом ΔQ_1 перетекает в пласт II, так как $p_{пл II} < p_{31}$. Приведенные пластовые давления в I и III пластах равны ($p_{пл I} = p_{пл III}$), что свидетельствует об их гидродинамической связи (принадлежности к одной залежи). По тангенсам углов λ можно определить коэффициенты продуктивности каждого пласта и объекта в целом.

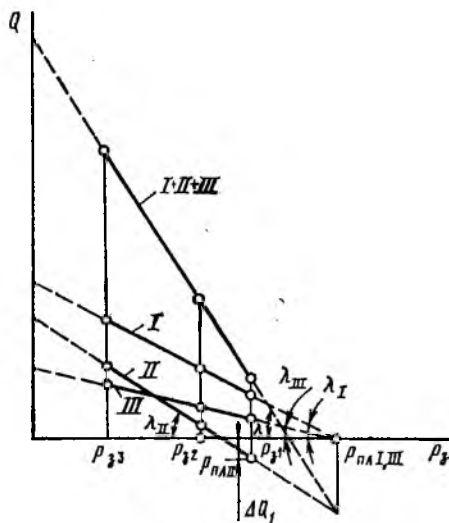


Рис. 5.5. Индикаторные диаграммы скважины, вскрывающей три (I, II, III) пласта, и каждого пласта в отдельности, построенные по данным исследования при трех режимах (p_{31} , p_{32} , p_{33})

§ 5.5. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ ПРИ НЕУСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ

Цель исследования заключается в оценке гидродинамического совершенства скважины, фильтрационных параметров и неоднородности свойств пласта по изменению давления, т. е. в получении и обработке кривой изменения давления во времени.

Технология исследования состоит в измерении параметров работы скважины (дебита или приемистости, давления) при установившемся режиме, затем в изменении режима работы (дебита или приемистости) и последующем измерении изменения давления либо на устье, либо на забое возмущающей или реа-

гирующей скважины. Забойное давление измеряют глубинным (скважинным) абсолютным или дифференциальным манометром на установившемся режиме при эксплуатации в течение не менее 30 мин, а изменение давления — до 2—10 ч, что устанавливается опытом. Можно исследовать скважины всех категорий (добывающие, нагнетательные, наблюдательные, пьезометрические). Особенности исследования определяются способом эксплуатации. Теория исследования разработана для условий упругого режима при $p_z \geq p_n$. Допускается проводить исследование добывающих скважин при $p_z < p_n$ (но не более чем на 15 %), если в районе скважины $p_{пл} > p_n$. Базируется исследование на использовании основной формулы упругого режима (2.85).

Основными в этой группе исследований являются методы восстановления (снижения) давления и гидропрослушивания пласта.

Метод восстановления давления

Исследование выполняют путем остановки скважины и снятия кривой восстановления (снижения) забойного давления во времени. С использованием метода суперпозиции, как известно из подземной гидрогазодинамики, основная формула упругого режима в данном случае записывается в виде

$$\Delta p = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\kappa t}{r_c^2}, \quad (5.18)$$

где $\Delta p = p_z(t) - p_{z0}$ — увеличение забойного давления во времени t после остановки скважины по отношению к установившемуся давлению p_{z0} перед остановкой (рис. 5.6, а); Q — установившийся дебит скважины до остановки (приведенный к пластовым условиям); t — время исследования (после остановки скважины). Кривую $p_z(t)$ трансформируют в прямую (рис. 5.6, б), преобразуя уравнение (5.18) таким образом:

$$\Delta p = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\kappa}{r_c^2} + \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln t = A + i \ln t, \quad (5.19)$$

где $i = \frac{Q\mu}{4\pi kh}$; $A = i \ln \frac{2,25\kappa}{r_c^2}$.

Экспериментальные точки только по истечении некоторого времени ложатся на прямую в соответствии с уравнением (5.19), что объясняется продолжающимся притоком жидкости в скважину после ее закрытия. К этим точкам проводят касательную, поэтому метод обработки называется *методом касательной*.

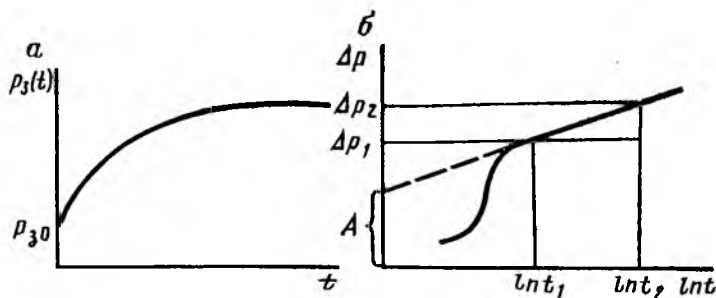


Рис. 5.6. Кривая восстановления забойного давления $p_3(t)$ во времени t (а) и ее обработка по методу касательной (б)

тельной. Тогда графически находят A как отрезок на оси ординат (см. рис. 5.6, б) и i как угловой коэффициент прямой:

$$i = \frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{\ln t_2 - \ln t_1}. \quad (5.20)$$

Можно также в соответствии с уравнением (5.19) для двух значений времени t_1 и t_2 составить систему уравнений, из которой вычислить A и i . Целесообразно принимать $t_1 \geq 10^{-3} R_k^2 / \kappa$ и $t_2 \leq (0,1 \div 0,2) R_k^2 / \kappa$.

Дальше вычисляют:

гидропроводность

$$e = kh / \mu = Q / (4\pi i); \quad (5.21)$$

проницаемость пласта

$$k = e \mu / h; \quad (5.22)$$

комплексный параметр

$$\kappa / r_c^2 = e^{A/i} / 2,25; \quad (5.23)$$

приведенный радиус скважины, учитывая, что $\kappa = k / (\mu \beta^*)$ (μ и β^* определяются в лаборатории по пробе жидкости и по керну)

$$r_c = \sqrt{2,25 \kappa e^{-A/i}}; \quad (5.24)$$

коэффициент совершенства скважины при известных R_k (см. § 5.4) и радиусу r_{cd} скважины по долоту

$$\delta_c = \ln \frac{R_k}{r_{cd}} / \ln \frac{R_k}{r_c}; \quad (5.25)$$

коэффициент продуктивности скважины

$$K_0 = 2\pi e / \ln \frac{R_k}{r_c}. \quad (5.26)$$

Часто на графике $\Delta p - \ln t$ выделяются два или три прямолинейных участка (рис. 5.7). Искривление прямой 1 может

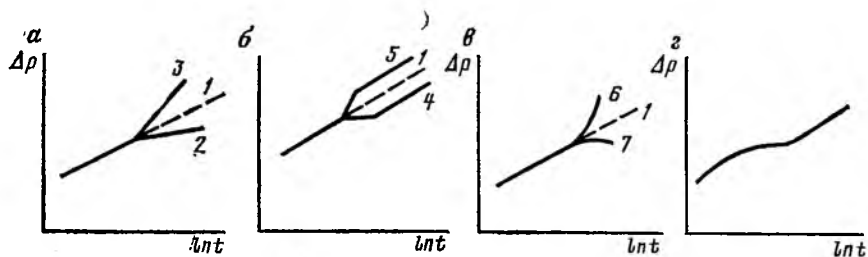


Рис. 5.7. Типичные кривые восстановления давления в зонально-неоднородном с двумя (а) и тремя (б) зонами, разделенными прямолинейной (а, б) и круговой (в) границами, и трещиновато-пористом (г) пластах

наблюдаться при улучшении (линия 2) или ухудшении (линия 3) проницаемости и пьезопроводности во второй зоне пласта, при наличии между двумя зонами с одинаковыми фильтрационными свойствами зоны с улучшенными (линия 4) или ухудшенными (линия 5) свойствами, при замещении коллектора неколлектором (линия 6), при наличии зоны с постоянным давлением, например в виде контура питания (линия 7). Другими причинами искажения прямой может быть наличие зон с различной степенью проявления аномальных свойств нефти, упруго-емкости трещин и проницаемости пористых блоков в трещиновато-пористом пласте. Обработывая соответствующим образом эти зависимости, можно определить фильтрационные параметры и размеры зон, параметры трещиновато-пористого пласта.

Продолжающийся приток обусловлен не мгновенным закрытием скважины на устье (должно быть мгновенное закрытие на забое), сжатием газированного столба жидкости в скважине и повышением уровня жидкости в неполной скважине, соответствующим повышению p_3 . Продолжающийся приток можно измерить чувствительным скважинным дебитомером и косвенно определить по изменениям устьевых и затрубных давлений или уровней жидкости в скважине. Существует более 30 методов учета этого притока. Их можно разделить на две группы: дифференциальные и интегральные. В группе дифференциальных методов учитывается текущий расход, а в группе интегральных — накапливающийся объем притекающей жидкости, поэтому последние более точные. Эти методы позволяют увеличить количество точек, лежащих на прямой.

Э. Б. Чекалюк считает, что притоком можно пренебречь с погрешностью до 1 % при условии

$$V(t)/Qt \ll 0,01, \quad (5.27)$$

где $V(t)$ — накопленный приток жидкости в скважину за время исследования t . Для выполнения этого условия только в малодебитных скважинах требуется большое время.

В нагнетательных скважинах можно измерять устьевое давление $p_2(t)$, так как $p_3(t) = p_2(t) + H\rho g$, или использовать зависимость $\Delta p(t) = p_{20} - p_2(t)$, где p_{20} — установившееся устьевое давление до остановки, H — глубина скважины, ρ — средняя плотность воды. Давление на забое скважины до остановки можно рассчитать по формуле гидростатического давления для неподвижного столба. Обработка результатов осуществляется аналогично без учета дополнительного притока, так как он отсутствует в полностью заполненной скважине.

В насосных скважинах исследуется восстановление уровня жидкости, результаты обрабатываются с учетом дополнительного притока.

Разработаны также экспресс-методы исследования простаивающих скважин, сущность которых состоит в том, что изменение давления в пласте достигается путем кратковременного отбора или закачки в скважину жидкости (газа) — «мгновенный подлив» (не более одного объема скважины). Возможно также ступенчатое изменение дебита.

Гидропрослушивание пласта

Отличие его заключается в том, что в одной скважине вызывается возмущение (пуск, остановка скважины или ступенчатое изменение дебита), а в другой или нескольких других удаленных от нее реагирующих (наблюдательных или простаивающих) скважинах фиксируется изменение давления во времени. Поскольку эти изменения давления небольшие, то их регистрируют с помощью дифманометров или по уровню жидкости в скважине с помощью пьезографов, которые спускают под уровень жидкости. Метод позволяет определить усредненные параметры пласта между возмущающей и реагирующей скважинами и некоторые его неоднородности. Имеются модификации, которые отличаются по характеру возбуждаемых в пласте волн давления (в виде импульсов, гармонических колебаний и др.). Для получения надежных результатов должны отсутствовать посторонние возмущения (пуски, остановки соседних скважин).

§ 5.6. УСТАНОВЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ПРОДУКТИВНОСТЬ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН, И МЕТОДЫ ЕЕ ПОВЫШЕНИЯ

По данным исследования скважин получают необходимые сведения для проектирования и осуществления процесса разработки залежи, устанавливают технологический режим их работы или принимают решение о необходимости повышения их

продуктивности. Принципы учета получаемой информации при проектировании, анализе и регулировании разработки нефтяного месторождения рассмотрены в предыдущих главах.

Установление режима работы скважины

Установить технологический режим работы скважины — это значит выбрать такие параметры эксплуатационного оборудования (скважинного подъемника), которые обеспечивают получение на поверхности (на дожимной насосной станции или на пункте сбора) заданного дебита при соответствующем забойном давлении согласно уравнению притока (5.14). С позиций притока в скважину заданный дебит называют *нормой отбора*, под которой понимают *максимальный дебит скважины*, допустимый условиями рациональной эксплуатации залежи (охраны недр) и обеспечиваемый продуктивной характеристикой скважины. С позиций подъема продукции на поверхность заданный максимальный дебит, который можно получить из скважины при выполнении требований рациональной эксплуатации залежи и рационального использования эксплуатационного оборудования, называют *технической нормой добычи нефти* или *оптимальным дебитом*. Значения заданного дебита или забойного давления устанавливаются проектом разработки. Однако по мере дальнейшего изучения залежи и изменения условий разработки возникает необходимость их уточнения. Технологический режим определяют при помощи индикаторной диаграммы, на которую дополнительно наносят данные о количестве добываемой воды (обводненность), газа (газовый фактор), песка в зависимости от депрессии (или забойного давления), и регулировочных кривых, которые представляют собой зависимость дебита и других показателей от параметров эксплуатационного оборудования.

При нормировании отбора все скважины подразделяют на две группы: с ограниченными и с неограниченными отборами. Дебит скважин ограничивается геолого-технологическими и техническими причинами. К первым можно отнести следующие: степень устойчивости пород продуктивного пласта (разрушение пласта и вынос песка); наличие подошвенной воды и верхнего газа (о предельном безводном и безгазовом факторе см. § 2.5); необходимость обеспечения $p_3 \geq 0,75 p_n$ (см. § 2.3); необходимость ограничения объема добываемой воды (см. § 2.4, 2.7, 4.1) и уменьшения среднего газового фактора в целом по пласту (при режимах газонапорном и растворенного газа); необходимость обеспечения равномерного стягивания ВНК и ГНК и предотвращения прорывов воды и газа. Техническими причинами являются недостаточная прочность обсадной колонны и возможное смятие ее при значительном снижении p_3 ; ограни-

ченная мощность эксплуатационного оборудования (см. также § 4.1); минимальное забойное давление фонтанирования; вредное влияние газа на работу скважинных насосов и др. Таким образом, геолого-технологические и технические причины ограничивают значения p_z , обуславливающего дебит скважины. Неограниченный отбор жидкости допустим в скважинах либо малodeбитных, эксплуатирующих истощенные пласты с низким $p_{пл}$, когда они удалены от ГНК или ВНК, а динамический уровень жидкости снижается до кровли или даже до подошвы продуктивного пласта, либо в сильно обводненных (более 80 %) при форсировании отборов (см. § 3.3). В обоих случаях должны отсутствовать образование песчаных пробок в стволе, рост газового фактора и обводненности продукции. При назначении неограниченного отбора стремятся достичь потенциального дебита скважины, а ограничиваться дебит может технико-технологическими возможностями оборудования по подъему жидкости на поверхность. Такой отбор назначают обычно на поздней стадии разработки.

Установление целесообразности воздействия на призабойную зону пласта

В уравнении притока (5.14) величина $p_{пл}$ не является регулируемой применительно к конкретной скважине. Показатель степени n косвенно зависит от коэффициента пропорциональности K_0 . При $n=1$ коэффициент пропорциональности численно равен коэффициенту продуктивности

$$K_0 = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} = \frac{2\pi e}{\ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (5.28)$$

Гидропроводность e и проницаемость k определяются по данным исследования при установившихся ($e_{уст}$ и $k_{уст}$) и неуставившихся ($e_{неуст}$ и $k_{неуст}$) режимах. Если $e_{уст} < e_{неуст}$, то необходимо осуществить воздействие на призабойную зону пласта с целью увеличения проницаемости k или расширения работающего интервала h . Целесообразно при выборе метода воздействия использовать результаты послойного изучения разреза дебитометрическими, термодинамическими и геофизическими методами, что позволит выделить влияние k и h на величину e и оценить качество вскрытия пласта и освоения скважины. При определении приведенного радиуса r_c оцениваются качество вскрытия перфорацией и коэффициент совершенства скважины. Уменьшение k , h и r_c , а для аномальных нефтей также рост эффективной вязкости, зависящей от созданной депрессии, обуславливают дополнительные фильтрационные сопротивления

в призабойной зоне и, как следствие, уменьшение производительности скважины. Эти изменения относят либо к проницаемости, либо к приведенному радиусу. Ухудшенную зону рассматривают также как тонкий слой (скин), а ее влияние на производительность скважины называют *скин-эффектом*. Величину скин-эффекта можно определить по формуле В. Н. Шелкачева

$$S = \left(\frac{k}{k_1} - 1 \right) \ln \frac{r_{сд}}{R_k} \quad (5.29)$$

или из уравнения Ван Эвердингена и Херста

$$\Delta p = i \left[\ln \frac{2,25 \mu t}{r_c^2} + 2S \right], \quad (5.30)$$

т. е.

$$S = \frac{\Delta p}{2i} - \frac{1}{2} \ln \frac{2,25 \mu t}{r_c^2}, \quad (5.31)$$

где S — скин-эффект; k , k_1 — проницаемость удаленной и ухудшенной зон, определяемая соответственно по формулам (5.22) и (5.11); $r_{сд}$ — радиус совершенной скважины по долоту; остальные обозначения см. § 5.5. Из уравнения (5.30) следует, что скин-эффект выражает потерю полезной депрессии вследствие дополнительных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне. При загрязнении призабойной зоны ($k > k_1$) величина S положительна, а при $k < k_1$ — отрицательна. Ю. А. Балакиров рекомендует k , R_k и k_1 , $r_{сд}$ определять по кривым соответственно восстановления и падения (после подлива) давления.

Исследованиями П. Полларда, Н. П. Лебединца, Р. М. Минчевой и Ю. А. Балакирова разработана методика оценки скин-эффекта и типа коллектора по разностным кривым восстановления давления. Тип коллектора и наличие скин-эффекта качественно можно установить по конфигурации кривой восстановления давления в системе координат $\lg \Delta p - t$ (по Ю. А. Балакирову), где $\Delta p = p_k - p_3(t)$; p_k — установившееся давление после закрытия скважины; $p_3(t)$ — забойное давление в момент времени t после остановки скважины. Для обработки кривой восстановления давления используется уравнение, которое в общем виде для сложной фильтрационной системы выражается многочленом, а для трещиновато-пористого пласта принимает вид трехчлена:

$$p_k - p_3(t) = A e^{-\alpha_1 t} + B e^{-\alpha_2 t} + (p_k - p_{30} - A - B) e^{-\alpha_3 t}, \quad (5.32)$$

где p_{30} — давление на забое работающей скважины перед остановкой; A , B , α_1 , α_2 , α_3 — постоянные коэффициенты при условии $p_{пл} > p_n$, причем $\alpha_1 < \alpha_2 < \alpha_3$,

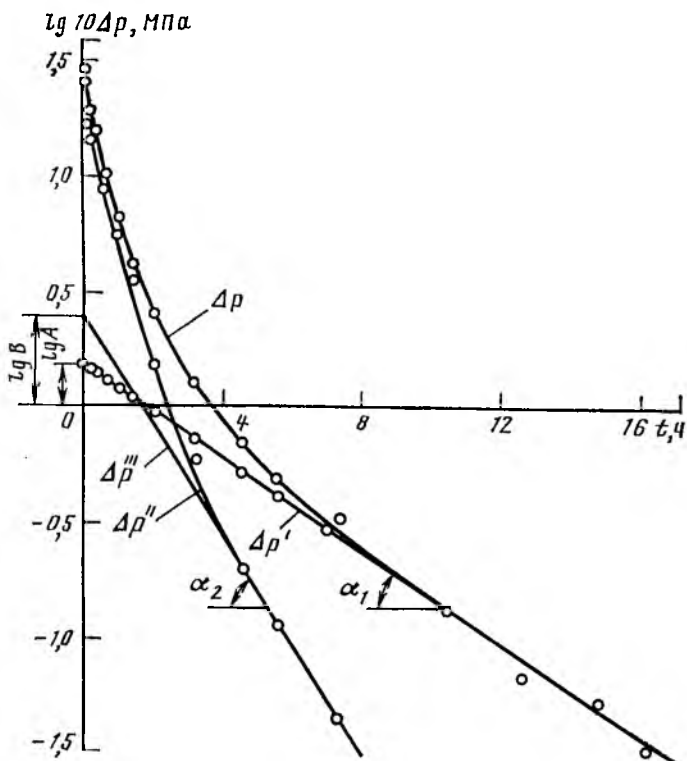


Рис. 5.8. График восстановления давления в полулогарифмических координатах:

$\lg 10\Delta p-t$ — основная кривая; $\lg 10\Delta p'-t$ — экстраполированная прямая конечного участка основной кривой; $\lg 10\Delta p''-t$ — разностная кривая; $\lg 10\Delta p'''-t$ — экстраполированная прямая конечного участка разностной кривой

Члены в правой части уравнения (5.32) представляют собой: первый — разность между установившимся пластовым давлением и давлением в трещинах (потери давления, обусловленные перетоком жидкости из пористых блоков в трещины); второй — потери давления при движении жидкости в трещинах до окрестности скважин; третий — потери давления в призабойной зоне, обусловленные скин-эффектом. В каждом звене системы давление восстанавливается в течение своего промежутка времени. Кривую восстановления давления можно разбить на три участка. Участку А, где проявляется скин-эффект (в течение 0,5—1,5 ч), соответствует трехчлен в уравнении (5.32), участку В (в течение 0,5—5 ч) — двучлен (без третьего члена) и участку С — одночлен (без второго и третьего членов). На таком разделении основано численное определение значения каждого члена. Для этого строится основная кривая восстанов-

ления давления в координатах $\lg \Delta p - t$ (рис. 5.8). Затем экстраполируют прямолинейный участок основной кривой до оси ординат и по разности значений Δp_i и $\Delta p'_i$ на основной кривой и экстраполированной прямой определяют значения $\Delta p''_i$, т. е. $\Delta p''_i = \Delta p_i - \Delta p'_i$, по которым в тех же координатах $\lg \Delta p - t$ строят разностную кривую $\Delta p''$, где i — номера произвольно выбранных моментов времени t .

Значения коэффициентов, входящих в уравнение (5.32), определяют графоаналитическим способом: A и B вычисляют по отрезкам, отсекаемым экстраполированными прямолинейными участками основной и разностной кривых (см. рис. 5.8); α_1 и α_2 находят как уклоны прямолинейных участков основной и разностной кривых (аналогично i в § 5.4); α_3 вычисляют аналитически из уравнения (5.32). Затем для любого момента времени рассчитывают каждый член правой части уравнения (5.32) и его долю в общей потере давления. Тогда делается заключение о типе коллектора, целесообразности и методе воздействия на призабойную зону.

Методы повышения продуктивности скважин

Ухудшение состояния призабойной зоны может быть вызвано в выходящих из бурения скважинах твердой фазой, фильтратом и буровым раствором (см. § 5.1), в добывающих нефтяных — выпадением солей, парафина и асфальтосмолистых веществ, в нагнетательных — механическими примесями, продуктами коррозии и т. д. (см. § 3.2). Следовательно, продуктивную характеристику скважины можно улучшить созданием дополнительных или увеличенных каналов перфорации, микротрещин и макротрещин, удалением органических и неорганических веществ из естественных пустот пласта, расширением сечения естественных пустот или в пределе расширением ствола скважины. По этим направлениям выделяют следующие основные методы повышения продуктивности скважин: а) химические — кислотные обработки (КО); б) физические — тепловые обработки, обработки поверхностно-активными веществами, растворителями; в) механические — гидравлический разрыв пласта (ГРП), гидрорескоструйная (ГПП) и дополнительная кумулятивная перфорация, виброобработка. Известны также многие другие методы. Особо эффективно комплексное сочетание различных методов (термохимические обработки, гидрокислотный разрыв пласта, термогазохимическое воздействие и т. д.). Выбор метода определяется геолого-физической характеристикой пласта и причинами снижения продуктивности скважин. Для выбора скважин и метода повышения их продуктивности разработаны методики на основе статистических методов распознавания образов, потенциальных функций, главных компонент и др.

§ 5.7. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) — один из основных методов воздействия на призабойную зону. Ежегодно его применяют на 1500—2500 добывающих и нагнетательных скважинах.

Сущность ГРП заключается в создании новых или расширении существующих трещин в пласте путем закачки в скважину жидкости под высоким давлением и последующем закреплении их расклинивающим высокопроницаемым материалом (песком).

Технология ГРП включает следующие операции: промывку скважины; спуск в скважину высокопрочных НКТ с пакером и якорем на нижнем конце; обвязку (рис. 5.9) и опрессовку на 1,5-кратное рабочее давление устья и наземного оборудования; определение приемистости скважины закачкой жидкости; закачку по НКТ в пласт жидкости-разрыва, жидкости-песконосителя и продавочной жидкости (собственно гидроразрыв); демонтаж оборудования и пуск скважины в работу.

Гидроразрыв пласта проводится при давлениях, достигающих до 70—100 МПа и часто превышающих допустимые для обсадных колонн. Для защиты обсадных колонн от высокого давления на нижнем конце НКТ спускают в скважину пакер с якорем, которые устанавливают над кровлей обрабатываемого пласта. Эластичный элемент пакера в результате сжатия его весом НКТ герметизирует затрубное пространство. Это достигается либо опорой пакера на забой с помощью перфорированного хвостовика (пакер с опорой на забой типа ПМ, ОПМ), либо опорой пакера на обсадные трубы с помощью плашек пакера, которые, освобождаясь при повороте НКТ, раздвигаются и вдавливаются во внутреннюю поверхность обсадной колонны (плашечные пакеры без опоры на забой типа ПШ, ПС, ПГ). Якорь предупреждает смещение пакера под действием перепада давления над и под ним. За счет внутреннего избыточного давления плашки якоря раздвигаются и вдавливаются во внутреннюю поверхность обсадной колонны. Пакеры и якоря рассчитаны на перепады давлений 30—50 МПа и имеют проходное сечение 36—72 мм в зависимости от их типа и внутреннего диаметра обсадной колонны. Перед спуском пакера следует шаблонировать ствол скважины, чтобы избежать возможного заклинивания пакера и разрушения его эластичного элемента в процессе спуска.

Для осуществления ГРП используют насосные установки (агрегаты) типа УН1-630×700А (4АН-700), рассчитанные на максимальное рабочее давление 70 МПа, пескосмесительные агрегаты типа 4ПА или установки типа УСП-50 (для транспортирования до 9 т песка, дозированного ввода песка в поток жидкости и приготовления песчано-жидкостной смеси), блок манифольда типа 1БМ-700 или 1БМ-700С (для обвязки несколь-

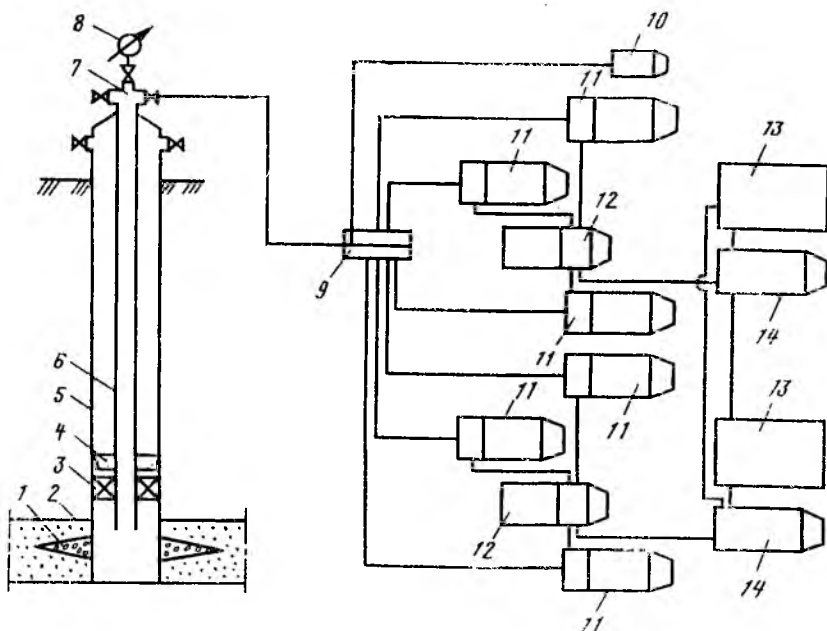


Рис. 5.9. Технологическая схема гидравлического разрыва пласта:

1 — трещина разрыва; 2 — продуктивный пласт; 3 — пакер; 4 — якорь; 5 — обсадная колонна; 6 — насосно-компрессорные трубы; 7 — арматура устья; 8 — манометр; 9 — блок манифольдов; 10 — станция контроля и управления процессом; 11 — насосные агрегаты; 12 — пескосмесители; 13 — емкости с технологическими жидкостями; 14 — насосные агрегаты

ких насосных агрегатов с устьем скважины) и арматуру устья типа 2АУ-700 или 2АУ-700 СУ. Дистанционный контроль за процессом можно осуществлять с помощью станции контроля и управления, смонтированной на автомобиле. Агрегаты размещают в направлении от устья скважины, чтобы при наличии аварийной и пожарной опасности беспрепятственно отъехать от нее. Для защиты людей от шума применяют антифоны и заглушки. Руководитель работ поддерживает связь с исполнителями с помощью телефона, радио или сигналов руками. Для перевозки неагрессивных рабочих жидкостей применяют автоцистерны АЦН-11-257, АЦН-7,5-5334, Цр-7АП, Цр-7АПС, Цр-20, АЦПП-21-5523А вместимостью 6—21 м³.

Рабочие жидкости при ГРП используют на углеводородной или водной основе. Они должны не снижать фильтрационные характеристики пласта, не вызывать набухание глинистого цемента пород, не образовывать осадки с флюидами и в то же время быть легкодоступными и дешевыми. Кроме того, жидкость разрыва и жидкость-носитель должны слабо фильтро-

ваться через поверхности образованных трещин, а жидкость-носитель также обладать хорошей несущей или удерживающей способностью по отношению к частицам расклинивающего материала. Это достигается увеличением вязкости или приданием жидкости структурных свойств. При высокой фильтруемости вследствие рассеивания в объеме пласта жидкости-разрыва не вызывает разрыва пласта или развития трещин вдали от стенки скважины, а жидкость-носитель не обеспечивает переноса частиц расклинивающего материала в трещине.

Ганее широко использовались вязкие жидкости на углеводородной основе (нефть; нефть, загущенная мазутом, битумом, асфальтитом; дизельное топливо) и эмульсии (гидрофобные и гидрофильные водонефтяные, нефтекислотные, кислотно-керосиновые). Их применение может быть оправдано при проведении ГРП в добывающих скважинах. В настоящее время в основном (около 90 % операций ГРП) используют жидкости на водной основе (вода, растворы полимеров, кислотные растворы, мицеллярные растворы). Увеличенными расходами таких жидкостей обеспечивается разрыв пласта и компенсируется их недостаточная песконесущая способность. Загущение воды достигается добавкой ПАА (полиакриламид), ССБ (сульфит-спиртовая барда), КМЦ (карбоксилметилцеллюлоза). Для предупреждения набухания глин (стабилизации глин) в воду добавляют ПАВ, органические полимеры, хлористый аммоний и др. В качестве продавочной жидкости обычно используется техническая вода, а иногда нефть.

Теоретические соображения позволяют считать, что при закачке фильтрующейся жидкости более вероятно образование горизонтальной трещины, а при закачке нефилтрующейся — вертикальной. Если в пласте уже имеются трещины, то независимо от фильтруемости жидкости происходит их раскрытие или расширение. Напомним, что в пласте могут быть в основном естественные вертикальные или близкие к ним наклонные трещины.

О происшедшем разрыве пород можно судить по резкому уменьшению устьевого давления закачки во времени при постоянном расходе жидкости (образование новых трещин) или по увеличению расхода жидкости разрыва непропорционально росту давления (раскрытие имеющихся трещин). Более объективно момент разрыва пласта можно характеризовать резким увеличением отношения расхода жидкости разрыва к создаваемой репрессии (коэффициент поглотительной способности) или к устьевому давлению закачки (условный коэффициент).

Расклинивающим материалом (наполнителем трещин) обычно служит кварцевый песок с диаметрами частиц 0,5—1,2 мм. Гранулированный расклинивающий агент должен обладать высокой прочностью на смятие и не вдавливаться

в поверхность трещины, иметь небольшую плотность, шарообразную форму и однородный фракционный состав.

Для проведения ГРП глубокозалегающих крепких пород с высокой температурой предложено применять стеклянные и пластмассовые шарики, зерна корунда и агломерированного боксита, молотую скорлупу грецкого ореха и др. Известны случаи осуществления ГРП без применения наполнителя. Их эффективность объясняется тем, что вследствие растворения стенок трещин кислотой (кислотный ГРП), остаточных деформаций горных пород или промывки трещин от загрязнений, трещины не смыкаются полностью.

По технологическим схемам проведения различают однократный, направленный (поинтервальный) и многократный ГРП. При однократном гидроразрыве под давлением закачиваемой жидкости оказываются все вскрытые перфорацией пласты одновременно, при направленном — лишь выбранный пласт или пропласток (интервал), имеющий, например, заниженную продуктивность, а при многократном ГРП осуществляется воздействие последовательно на каждый в отдельности пласт или пропласток. Места образования трещин при направленном и многократном гидроразрывах регулируются вводом временно блокирующих материалов (эластичных шариков диаметром 12—18 мм, зернистого нефтерастворимого нафталина и т. п.), применением двух пакеров, засыпкой низа скважин песком, предварительной гидropескоструйной перфорацией и др. Однако надежность этих работ очень низкая.

Проектирование технологии ГРП в основном сводится к следующему. Применительно к конкретным условиям выбирают технологическую схему процесса, рабочие жидкости и расклинивающий агент. При однократном ГРП, исходя из опыта, принимают 5—10 т песка. При массивированной закачке его количество увеличивают до нескольких десятков тонн. Концентрацию песка в носителе устанавливают в зависимости от ее удерживающей способности. При использовании воды она составляет 40—50 кг/м³. Тогда по количеству и концентрации песка рассчитывают количество жидкости-песконосителя. На основании опытных данных используют обычно 5—10 м³ жидкости-разрыва. Объем продавочной жидкости равен объему обсадной колонны и труб, по которым проводится закачка в пласт жидкости-песконосителя.

Минимальный расход закачки жидкости должен составлять не менее 2 м³/мин и может быть оценен при образовании вертикальной и горизонтальной трещин соответственно по формулам

$$Q_{\text{верт}} \geq \frac{hW_{\text{верт}}}{5\mu}; \quad (5.33)$$

$$Q_{\text{гор}} \geq \frac{\pi R_{\text{т}} W_{\text{гор}}}{10\mu}, \quad (5.34)$$

где $Q_{\text{верт}}$, $Q_{\text{гор}}$ — минимальные расходы, л/с; h — толщина пласта, см; $W_{\text{верт}}$, $W_{\text{гор}}$ — ширина вертикальной и горизонтальной трещины, см; μ — вязкость жидкости, мПа·с; $R_{\text{т}}$ — радиус горизонтальной трещины, см.

Давление гидроразрыва пласта устанавливают по опыту или оценивают по формуле

$$p_{\text{ГРП}} = p_{\text{г}} + \sigma_{\text{р}}, \quad (5.35)$$

где $p_{\text{ГРП}}$ — забойное давление разрыва пласта; $p_{\text{г}} = H\rho_{\text{п}}g$ — горное давление; $\sigma_{\text{р}}$ — прочность породы пласта на разрыв в условиях всестороннего сжатия (обычно $\sigma_{\text{р}} = 1,5\text{—}3$ МПа); H — глубина залегания пласта; $\rho_{\text{п}}$ — средняя плотность вышележащих горных пород, равная 2200—2600 кг/м³, в среднем 2300 кг/м³; g — ускорение свободного падения.

Статистический анализ данных по давлению гидроразрыва показал, что при большой глубине скважин (более 1000—1200 м) $p_{\text{ГРП}} = (0,75\div 0,8)p_{\text{г}}$. Это объясняют разгрузкой горного давления за счет деформации (вытекания) пластических пород (глин) в разрезе, вскрытом скважиной, наличием естественных трещин в продуктивном пласте и образованием вертикальных трещин. Давление разрыва можно также определить из условий образования трещин (Ю. П. Желтов и др.).

Давление нагнетания на устье скважины

$$p_{\text{у}} = p_{\text{ГРП}} + \Delta p_{\text{тр}} - p_{\text{с}}, \quad (5.36)$$

где $\Delta p_{\text{тр}}$ — потери давления на трение в трубах; $p_{\text{с}}$ — гидростатическое давление столба жидкости в скважине.

Потери давления $\Delta p_{\text{тр}}$ можно оценить по формуле Дарси — Вейсбаха (при необходимости с учетом увеличения потерь давления за счет наличия в жидкости песка) или по графикам. Гидростатическое давление $p_{\text{с}}$ определяется с учетом кривизны ствола скважины и при необходимости наличия песка в жидкости.

Если давление нагнетания $p_{\text{у}}$ больше допустимого устьевого давления $p_{\text{у доп}}$, то на НКТ над кровлей продуктивного пласта устанавливают пакер с якорем. Допустимое давление $p_{\text{у доп}}$ принимается как наибольшее из двух давлений, вычисленных по формуле Ламэ (на внутреннее давление разрыва обсадной трубы) и с использованием формулы Яковлева—Шумилова (на страгивающую нагрузку для резьбы обсадной колонны).

Потребное число насосных агрегатов определяют по формуле (5.4). Затем подбирают остальное оборудование и уточняют возможность проведения процесса при полученных расчетных параметрах.

ГРП позволяет решать следующие задачи: а) повышение продуктивности (приемистости) скважины при наличии загрязнения призабойной зоны или малой проницаемости коллектора; б) расширение интервала притока (поглощения) при многопластовом строении объекта; в) интенсификация притока нефти, например, с использованием гранулированного магния; изоляция притока воды; регулирование профиля приемистости и др.

Для оценки технологической эффективности в справочной литературе приводятся расчетные формулы. Однако оценка эта недостаточно надежна. Место образовавшейся трещины можно установить путем гамма-каротажа с использованием частиц песка или специальных синтетических шариков, активированных радиоактивными изотопами, а также путем глубинной дебито- или расходомерии. В результате проведения ГРП продуктивность скважины может увеличиваться в 2—3 раза.

§ 5.8. ТЕПЛОВАЯ ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

Тепловая обработка или термообработка (ТО) заключается в прогреве призабойной зоны пласта и ствола скважины с целью расплавления и удаления парафиносмолистых отложений.

Выпадение парафина и отложение асфальтосмолистых веществ в призабойной зоне происходят при добыче нефтей с высоким содержанием этих компонентов (более 3—5 %) в условиях близости пластовой температуры и температуры насыщения (кристаллизации) парафина и охлаждения призабойной зоны ниже этой температуры. Охлаждение ее возможно при вскрытии пласта бурением, притоке газированной нефти или закачке воды (газа) в процессе работы скважин, при проведении интенсифицирующих и ремонтных работ, связанных с закачкой больших объемов холодных жидкостей. Приток газированной нефти, сопровождающийся снижением во времени дебита скважины вследствие парафиносмолистых отложений, вызывает необходимость стационарного подогрева или периодического циклического повторения обработок. Продолжительность циклов может быть установлена из условия минимума расходов, связанных с потерей в добыче нефти и осуществлением обработок (обычно 3—7 мес.).

Теплота может быть внесена двумя способами: теплопередачей в пласт по скелету породы и насыщающей жидкости от источника теплоты (электронагревателя), расположенного в скважине (способом кондуктивного прогрева стационарно или периодически); конвективным тепломассопереносом за счет нагнетания в скважину и пласт теплоносителей (насыщенного или перегретого водяного пара, горячей воды, нефти и т. п.).

Для стационарного кондуктивного прогрева (стационарной электротепловой обработки) в скважине в интервале пласта со-

вместно с подземным оборудованием устанавливают электронагреватель, работающий непрерывно или по заданному режиму в процессе отбора нефти.

Для периодического кондуктивного прогрева (периодической электротепловой обработки) эксплуатацию скважины прекращают, извлекают подземное оборудование (НКТ, насос и др.) и на кабель-тросе в интервал продуктивного пласта спускают скважинный электронагреватель, затем пласт прогревают в течение 3—7 сут, поднимают электронагреватель, спускают скважинное оборудование и возобновляют эксплуатацию скважины. Опытные данные показывают, что через 3—7 сут непрерывного прогрева температура на забое стабилизируется. По стволу скважины нагретая зона распространяется на 20—50 м вверх и 10—20 м вниз от источника нагрева. Вследствие малой теплопроводности пород удается прогреть пласт выше температуры плавления парафина и асфальтосмолистых отложений на небольшую глубину (до 1 м). Забойная температура снижается после отключения нагревателя со скоростью 3—5 °С/ч. Поэтому пускать скважину в работу следует без промедления.

Для электропрогрева используют установку 1УЭС-1500, смонтированную на шасси автомобиля и одноосном прицепе. Максимальная глубина спуска электронагревателя составляет 1500 м. Электронагреватель представляет собой трубчатую электрическую печь сопротивления (ТЭН) с максимальной мощностью 25 кВт и наружным диаметром 112 мм, работает от промышленной электросети (380 В).

Сущность метода обработки теплоносителем заключается в закачке в пласт нагретого теплоносителя, расплавляющего или растворяющего смолопарафиновые отложения в призабойной зоне с последующим своевременным (до остывания) и достаточно полным извлечением его из пласта. Предпочтительней применение углеводородных жидкостей по сравнению с водой, несмотря на их меньшую теплоемкость, так как они совмещают функции теплоносителя и растворителя и не вызывают отрицательных побочных явлений (набухание глин, разрушение скелета пород, снижение нефтепроницаемости).

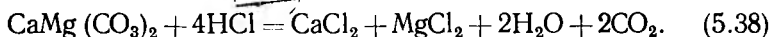
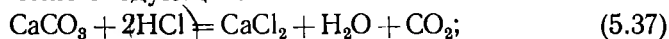
На практике широко применяется циклическая паротепловая обработка при глубине скважин до 1500 м. Для прогрева пласта вокруг скважины радиусом 30 м требуется закачать до 1000—3000 т насыщенного водяного пара. Такое количество пара можно закачать с помощью громоздких передвижных парогенераторных установок типа УПГ, используемых с целью повышения нефтеотдачи (см. § 3.6). Поэтому для тепловой обработки призабойной зоны используются передвижные паровые установки типа ППУА-1200/100, смонтированные на шасси автомобиля высокой проходимости КраЗ и используемые для депарафинизации НКТ в скважинах и выкидных линий. Произ-

водительность таких установок 1200 кг/ч пара при рабочем давлении до 10 МПа и температуре до 310 °С. Вместимость цистерны для воды составляет 4,2 м³. Можно также осуществлять закачку жидкости в пласт и нагревать ее скважинным электронагревателем. Для нагрева и нагнетания нефти в скважины и для депарафинизации трубопроводов используется агрегат 1АДП-4-150 (или 2АДП-12/150 VI), который обеспечивает подачу 8,2 (12,0) м³/ч при температуре 150 °С и давлении 20 (16) МПа. Оборудование агрегата смонтировано на шасси автомобиля высокой проходимости КрАЗ-255Б.

§ 5.9. СОЛЯНОКИСЛОТНАЯ, ТЕРМОХИМИЧЕСКАЯ И ТЕРМОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКИ

Солянокислотная обработка (СКО) нашла наиболее широкое распространение вследствие простоты технологии, наличия благоприятных условий для ее применения и высокой эффективности. Она используется для обработки карбонатных коллекторов и песчаников с карбонатным цементом, очистки призабойной зоны от загрязнений в нагнетательных скважинах, для растворения отложений солей и очистки от глины, цемента и т. д.

Солянокислотная обработка основана на способности соляной кислоты растворять карбонатные породы и карбонатный цемент песчаников и других пород, в результате чего создаются пустоты, «каналы разъедания» в призабойной зоне. При этом образуются хорошо растворимые в воде соли (хлористый кальций и магний), вода и углекислый газ (в виде газа или жидкости). Основные реакции при воздействии соответственно на известняк и доломит следующие:



Солянокислотный раствор представляет собой смесь следующих реагентов и материалов:

соляной кислоты, выпускаемой промышленностью в трех видах — синтетическая техническая, техническая и из абгазов органических производств соответственно с концентрацией не менее 31; 27,5 и 24,5 %;

ингибитора коррозии — вещества, снижающего коррозионное разрушение оборудования (катапин-А, катапин-К, катамин-А, марвелан-К(0), И-1-А, В-2, уротропин технический, формалин) и добавляемого в пределах 0,05—0,8 % от количества кислотного раствора;

интенсификатора — ПАВ для повышения эффективности СКО в результате улучшения выноса продуктов реакции и расширения профиля воздействия (катапин-А, катамин-А, марве-

лан-К(0), ОП-10, ОП-7, 44-11), добавляемого в пределах 0,1—0,3 % от количества кислотного раствора;

стабилизатора для предупреждения выпадания осадков окисных соединений железа, алюминия, геля кремневой кислоты (уксусная кислота, лимонная кислота, плавиковая или фтористоводородная кислота), добавляемого в пределах 0,8—2 % от количества кислотного раствора.

Перед обработкой в солянокислотный раствор для нейтрализации серной кислоты добавляют также хлористый барий. После реакции в емкости образуется осадок сернокислого бария.

Для обработки терригенных коллекторов и увеличения активности воздействия на силикатные породы и материалы (аморфная кремнекислота, глины, аргиллиты, кварц) используют смесь 12 %-ного раствора соляной кислоты и 3—5 %-ного раствора плавиковой (HF) кислоты и называют ее грязевой кислотой или глинокислотой. Обработка, соответственно, называется глинокислотной.

Для удобства транспортировки и хранения, а также для безопасности работы на промыслах, особенно в Западной Сибири, плавиковую кислоту можно получать из смеси фтористых солей (бифторид-фторид аммония $\text{NH}_4\text{F} \cdot \text{HF} + \text{NH}_4\text{F}$ и бифторид аммония NH_4F). С целью приготовления глинокислоты с содержанием 12 % HCl и 3 % HF берут 16 %-ную HCl и 5 % бифторид-фторид аммония от объема раствора. При этом в результате взаимодействия HCl с бифторид-фторид аммонием образуется HF.

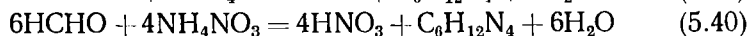
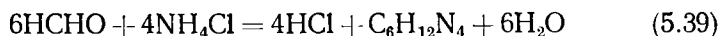
Рецептуру и вид кислотного раствора выбирают в зависимости от химического состава пород, типа коллектора и температуры. Так, при обработке ангидритов в солянокислотный раствор целесообразно добавлять 6—10 % по массе азотнокислого калия. Сульфат- и железосодержащие карбонатные коллекторы предпочтительно обрабатывать 10—15 %-ными растворами уксусной (CH_3COOH) и сульфаминовой ($\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$) кислот или солянокислотным раствором с присадками хлористого кальция или поваренной соли, а также сульфатов калия и магния. При обработке железосодержащих карбонатных коллекторов солянокислотным раствором осадкообразование предупреждается присадкой в раствор уксусной или лимонной кислот в количестве соответственно 3—5 и 2—3 % по массе.

Повышенные температуры пластов (более 60 °C) обуславливают высокие скорости реакции кислот с породой и металлом оборудования, требуют более тщательного ингибирования кислоты и применения составов с замедленными сроками нейтрализации. Тип коллектора определяет необходимую проникающую способность кислотного раствора, от которой зависит охват воздействием по простираннию и толщине пластов,

проникновение его в мелкие поры и микротрещины. Замедление скорости нейтрализации кислоты и как следствие увеличение глубины обработки пластов достигается применением кислотных эмульсий, пен, добавкой хлористого кальция, органических (уксусной и лимонной) кислот, ингибитора В-2 и др.

В трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторах предпочтительно использовать вязкие и вязкоупругие системы — кислотные эмульсии и пены, загущенные КМЦ кислотные составы. В пористых малопроницаемых коллекторах и при загрязнении призабойной зоны минеральной взвесью предпочтительно применять кислотные растворы с повышенной фильтруемостью (проникающей способностью), к которым относят кислотный раствор, обработанный гидрофобизирующим ПАВ для добывающих скважин и гидрофилизирующими ПАВ для нагнетательных скважин, газированные кислоты (с преобладанием жидкой фазы) и кислотные аэрозоли (с преобладанием газовой фазы). В качестве газовой фазы используют азот (снижается коррозионная активность и взрывобезопасность), углекислый газ (повышается растворяющая способность смеси), воздух, углеводородный газ.

Снижения коррозии оборудования и увеличения глубины обработки пласта можно достичь путем образования кислотных растворов в скважине или в пласте в результате реакции раствора формальдегида HCHO (формалина) с солями аммония (хлористым аммонием NH_4Cl или аммиачной селитрой NH_4NO_3):



Образовавшиеся соляная (HCl) и азотная (HNO_3) кислоты взаимодействуют с карбонатами, а уротропин $\text{C}_6\text{H}_{12}\text{N}_4$ приводит к замедлению скорости взаимодействия.

По технологии проведения СКО различают: а) кислотные ванны (без закачки кислоты в пласт с целью очистки ствола скважины); б) обычные (простые) СКО (с закачкой кислоты в пласт); в) СКО под давлением (с интенсивной закачкой кислоты в пласт, обычно, при использовании пакера); г) поинтервальные (ступенчатые) обработки (с регулированием места входа кислоты в пласт).

Можно выделить также: а) пенокислотные обработки (с использованием аэрированного солянокислотного раствора в виде пены при средней степени аэрации в нормальных условиях 15—25); б) газокислотные обработки (азот от АГУ 6000-500/200 или природный газ из соседних газовых скважин); в) серийные обработки (многократные с интервалом 5—10 сут); г) кислотоструйные обработки (через гидромониторные насадки).

Кислотные ванны применяют в скважинах с открытым забоем после бурения и при освоении. Кислотный раствор вводят

методом промывки (прокачки). Применяется раствор повышенной концентрации (15—20 %). Время выдержки составляет 16—24 ч.

Простые кислотные обработки наиболее распространены. Сначала на скважине осуществляют обычные подготовительные операции: промывку забойных пробок, удаление парафинистых и смолистых отложений тепловой обработкой или промывкой растворителями (керосином, газоконденсатом, пропан-бутановыми или бутилбензолными фракциями, «бензиновой головкой» по ТУ 352-53, бензолом). Кислотный раствор закачивают в НКТ одним насосным агрегатом при давлении до 6—8 МПа и открытом затрубном пространстве. В момент подхода кислотного раствора к башмаку НКТ затрубное пространство перекрывают и без остановки продолжают закачку кислотного раствора в пласт и продавочной жидкости. Принимают 0,4—1,5 м³ 8—15 %-ного раствора соляной кислоты из расчета на 1 м эффективной толщины пласта. При повторных (серийных) обработках объем раствора увеличивают на 20—50 %.

После задавки кислоты в пласт немедленно приступают к освоению скважины, чтобы предотвратить возможные выпадения осадков, поскольку кислота нейтрализуется быстро (до 1—2 ч).

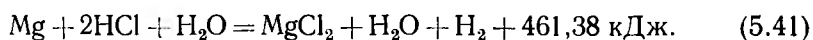
Для задавки активного солянокислотного раствора в пласт создают давление на устье до 20—30 МПа закачкой несколькими насосными агрегатами. Как и при ГРП, устанавливают пакер с якорем.

Регулирование места ввода кислоты в пласт можно обеспечить применением одного или двух пакеров, созданием на забое столба тяжелой или высоковязкой жидкости, закачкой в пласт вязкопластичных или вязкоупругих жидкостей, заполнением трещин водо- или нефтерастворимыми зернистыми материалами (гранулированными магнезией, полимером, высокоокисленным битумом, рубраксом).

Если в призабойной зоне наблюдается отложение парафинистых и асфальтосмолистых веществ, то целесообразно проводить термохимическую или термокислотную обработку.

Под *термохимической обработкой (ТХО)* понимают процесс воздействия на породы призабойной зоны пласта горячей соляной кислотой, причем нагревается она на глубине за счет теплоты экзотермической реакции между прокачиваемым раствором кислоты и реагентным материалом (обычно магнезией). Если термохимическая обработка сопровождается кислотной обработкой, то такую комбинированную обработку называют *термокислотной (ТКО)*.

Термохимическая обработка основана на реакции:



Концентрация кислоты в исходном растворе принимается таковой (14—18 %), чтобы после реакции с магнием остаточная концентрация была достаточной (10—12 %) для активного воздействия на породы. В зависимости от степени необходимого нагрева на 1 кг магния принимают 50—100 л раствора.

По технологическим схемам осуществления можно выделить внутрискважинную термохимическую обработку (ВСТХО), внутрислоевую термохимическую обработку (ВПТХО) и комплексную внутрислоевую кислотную обработку обводняющейся скважины (КВПКО) [4].

Внутрискважинную термохимическую обработку (ВСТХО) можно проводить с помощью термонаконечника, через который прокачивается солянокислотный раствор. Предварительно в термонаконечник загружают 40—100 кг стержневого (пруткового), стружкового или крупнозернистого (размер зерен 10—12 мм) магния и спускают его на НКТ в скважину.

Более технологично проведение ВСТХО на основе использования гранулированного (размер гранул 0,5—1,6 мм) магния. Для доставки гранул магния в зону реакции целесообразно использовать химически инертные (например, углеводородные — дизельное топливо, керосин, газоконденсат, «легкая» нефть) по отношению к магнию жидкости. При использовании воды в качестве жидкости-магнийносителя происходит гидролиз магния в воде, в результате этого теряется масса магния (на 3—7 %). Добавка к воде перманганата калия или ПАВ уменьшает роль этих отрицательных явлений. В зависимости от вида жидкости-магнийносителя может изменяться технологическая эффективность ВСТХО. В призабойной зоне полная или частичная закупорка пор парафином и другими органическими и неорганическими системами наблюдается в той ее части, которая образует ствол скважины и непосредственно к нему примыкает (до 0,5 м). Это усложняет естественную неравномерность профиля притока (закачки). При частичной закупорке пор неорганическими системами их действие можно несколько устранить кислотной обработкой, а органическими — тепловой обработкой и обработкой растворителями. В случае совместного действия органических и неорганических систем, особенно при полной закупорке пор, положительного результата можно достичь комплексным сочетанием воздействий кислотой, теплом и растворителем на стенку скважины (фильтр) и призабойную зону по технологии ВСТХО. Растворитель закачивают в смеси с кислотным раствором или используют его в качестве жидкости-магнийносителя.

При ВСТХО гранулированный магний подают в затрубное пространство, а кислотный раствор закачивают в НКТ. Реакция магния с кислотой происходит либо ниже башмака НКТ до забоя в нисходящем их потоке (рис. 5.10), либо в затрубном

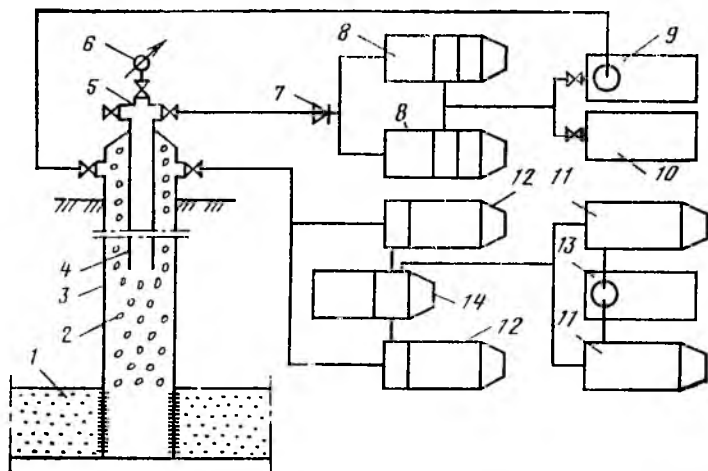


Рис. 5.10. Технологическая схема внутрискважинной термохимической обработки с созданием нисходящих потоков:

1 — продуктивный пласт; 2 — гранула магния; 3 — обсадная колонна; 4 — насосно-компрессорные трубы; 5 — устьевое оборудование; 6 — манометр; 7 — обратный клапан; 8 — емкостные кислотные агрегаты; 9 — емкость для промывочной и продавочной жидкости; 10 — емкость для кислотного раствора; 11 — насосные агрегаты для подпора; 12 — насосные агрегаты; 13 — емкость для жидкости-магнийносителя и продавочной жидкости; 14 — пескосмеситель

пространстве напротив продуктивного пласта, где гранулы магния псевдооживаются восходящим потоком кислотного раствора (предварительно при необходимости на НКТ спускают перфорированный хвостовик) или созданы встречные потоки жидкости-носителя с магнием и кислотного раствора. Гранулированный магний можно вводить также на забой скважины намывом или засыпкой.

Внутрипластовая термохимическая обработка заключается в заполнении трещин гидроразрыва смесью песка и гранулированного магния и последующем экзотермическом растворении магния солянокислотным раствором (рис. 5.11). Эффективность ВПТХО обеспечивается комплексным действием четырех факторов: механического (разрыв или раскрытие трещин пласта и увеличение проницаемости трещин после растворения магния из смеси с песком); теплового (расплавление органических отложений); термокислотного (воздействие на освобожденные от органических отложений породы нагретым кислотным раствором внутри пласта) и гидрогазодинамического (регулирование массообменных процессов и улучшение освоения скважины и очистки призабойной зоны от загрязняющих продуктов выделяющимся газообразным водородом). Для более эффективного обогрева ближайшей окрестности скважины рекомендуется

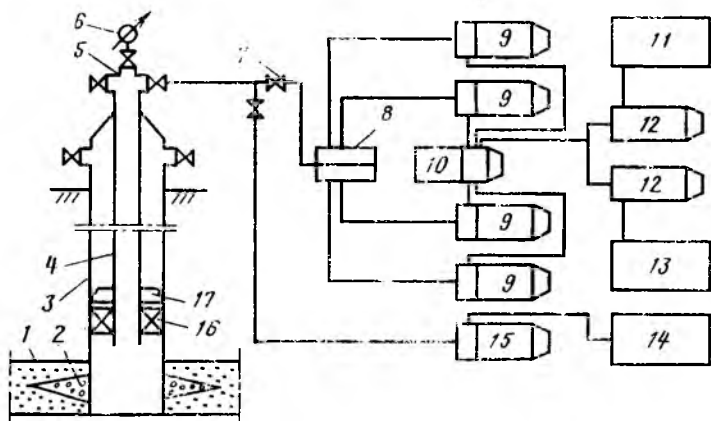
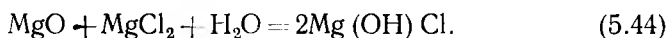
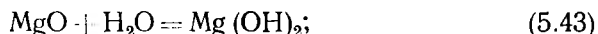
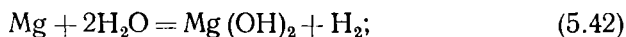


Рис. 5.11. Технологическая схема внутрипластовой термохимической обработки:

1 — продуктивный пласт; 2 — трещина; 3 — обсадная колонна; 4 — насосно-компрессорные трубы; 5 — арматура устья; 6 — манометр; 7 — задвижки; 8 — блок манифольдов; 9 — насосные агрегаты; 10 — пескосмеситель; 11 — емкость для буферной жидкости; 12 — насосные агрегаты для подпора; 13 — емкость для жидкости разрыва и песко-магнийносителя; 14 — емкость для солянокислотного раствора; 15 — кислотный насосный агрегат; 16 — пакер; 17 — якорь

сразу после окончания продавки кислотного раствора отобрать из скважины 30—40 % объема закачанного кислотного раствора, а через 0,5 ч — оставшуюся часть закачанной жидкости и пустить скважину в работу. Для этого целесообразно продавку осуществлять закачкой газа. Количество магния должно составлять 20 % от общей массы магния и песка, что обеспечит 4—6-кратное увеличение проницаемости трещины.

Комплексная внутрипластовая кислотная обработка обводняющейся скважины предусматривает ограничение притока воды с использованием гранулированного магния и кислотную или внутрискважинную термохимическую обработку. Ограничение притока воды основано на реакции магния и его оксида с водой, что приводит к образованию осадка гидроксида магния и магнезимального цемента (при наличии в воде хлористого магния):



Технология включает заполнение по схеме ГРП трещин, естественных или искусственно созданных и являющихся основными путями притока воды в скважину, или намыв ствола скважины напротив обводненного пласта смесью песка с гранулированным магнием; извлечение на поверхность закачанных жид-

костей; выдержку во времени (на 48—96 ч) для протекания реакции и образования прочной водоизоляционной структуры; проведение кислотной или внутрискважинной термохимической обработки малопроницаемых интервалов пласта. Массовое содержание магния в смеси с песком принимается равным 0,2. На 1 кг Mg берут 2,8 кг $MgCl_2$.

Соляную кислоту и раствор можно транспортировать в автоцистернах, а закачивать с помощью насосных и цементировочных агрегатов. Имеются специальные насосные кислотные (кислотоустойчивые) установки (агрегаты) типов УНЦ 1-160×500К, АКПП-500 и кислотовозы типа КП-6,5.

Установка УНЦ 1-160×500К (Азинмаш-30А) смонтирована на шасси автомобиля и включает гуммированную мягкой резиной с подслоем полуэбонита цистерну вместимостью 6 м³, гуммированный баллон для химреагентов вместимостью 0,2 м³, плунжерный насос и на двухосном прицепе дополнительную цистерну вместимостью 6 м³. Насос обеспечивает подачу кислотного раствора от 1,03 до 12,2 л/с при давлении 7,6—33,3 МПа. Для смешивания кислоты с газом (воздухом) используется аэратор или эжектор, а газ подается от компрессорной установки или АГУ 6000-500/200. Реакционные наконечники изготавливают из перфорированных труб диаметром 100 и 75 мм.

Кислотный раствор готовят централизованно или у скважины в строгой последовательности: в воду вводят ингибитор и стабилизатор, соляную кислоту, перемешивают и добавляют $BaCl_2$, перемешивают и вводят интенсификатор, перемешивают и выдерживают до осветления раствора (2—3 ч). При работе должны использоваться защитные приспособления (спецодежда, резиновые перчатки, очки), быть в наличии средства для оказания первой медицинской помощи.

§ 5.10. ДРУГИЕ МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ

Кроме гидравлического разрыва пласта, тепловой, солянокислотной, термохимической и термокислотной обработок применяются также другие методы воздействия на призабойную зону: очистка призабойной зоны растворителями, ПАВ, термогазохимическое воздействие, импульсно-ударные методы воздействия и др.

В качестве *углеводородных растворителей* для очистки призабойной зоны от отложений парафина и асфальтосмолистых веществ нашли применение абсорбент (отходы смеси углеводородов 70 % бутан-бутиленовой и 30 % бутилен-дивиниловой фракции), КОРД (кубовый остаток ректификации дивинила), КОН-47-88 (смесь легких углеводородов, бензола, толуола, ксилола, димерциклоненатадиена, этилового бензола и др.), пиро-

конденсат (смесь ароматических, непредельных и предельных углеводородов), пенореагент (смесь спиртов, углеводородов), предельный (смесь тяжелых углеводородов с фенолом) и отработанный (смесь парафиновых и предельных углеводородов) керосин, являющиеся отходами химических заводов. Эффективность обработки повышается с увеличением удельного расхода растворителя, давления, темпа закачки и, особенно, при последующем подогреве пласта.

Поверхностно-активные вещества по составу и химическим свойствам разделяют на ионогенные и неионогенные. Первые делятся на анионоактивные и катионоактивные, которые в водных растворах ионизируют соответственно на поверхностно-активные анионы и поверхностно-активные катионы. Молекулы неионогенных ПАВ в воде не диссоциируют на анионы и катионы. Анионоактивные (сульфонол, сульфонат), катионоактивные (катапин А, катапин К, катамин) и неионогенные (ОП-4, ОП-7, ОП-10, дисолван 4411) ПАВ используются как моющие средства для промывки забоев нагнетательных скважин и призабойных зон от всякого рода загрязнений, а также для разрушения и предотвращения образования эмульсий в призабойной зоне нефтяных скважин. В призабойную зону закачивают 10—20 м³ раствора с концентрацией ПАВ 0,5—3 %, работу скважины возобновляют через 2—3 сут. Использование 0,2—0,3 %-ного раствора технического моющего препарата МЛ-72 (ТУ 84-348—73), представляющего собой смесь анионных и неионогенных ПАВ (сульфонол, сульфонат, смачиватель ДБ), эффективно при очистке призабойной зоны и глушении скважин, снижении вязкости водонефтяных эмульсий, очистке насосно-компрессорных труб и подземного оборудования от асфальто-смолопарафинистых осадков, уменьшении гидравлических сопротивлений.

Метод термогазохимического воздействия (ТГХВ) основан на горении твердых порохов в жидкости без каких-либо герметичных камер или защитных оболочек. Он сочетает тепловое воздействие с механическим и химическим, а именно: а) образующиеся газы горения под давлением (до 100 МПа) вытесняют из ствола в пласт жидкость, которая расширяет естественные и создает новые трещины; б) нагретые (180—250 °С) пороховые газы, проникая в пласт, расплавляют парафин, смолы и асфальтены; в) газообразные продукты горения состоят в основном из хлористого водорода и углекислого газа; хлористый водород при наличии воды образует слабоконцентрированный солянокислотный раствор; углекислый газ, растворяясь в нефти, снижает ее вязкость, поверхностное натяжение и увеличивает продуктивность скважины; г) после сгорания заряда давление в скважине снижается и из пласта устремляются флюиды, газы горения и расплавленные отложения. Дополнительно ствол

скважины в пределах продуктивного пласта можно заполнить солянокислотным раствором.

Этот метод осуществляют с помощью аккумулятора давления скважины (АДС). АДС спускают либо на каротажном кабеле в обсадную колонну или в НКТ, либо на НКТ с установкой пакера. Полное время сгорания может достигать 300 с. Массу заряда вычисляют по эмпирической формуле Р. А. Максудова и К. М. Гарифова в зависимости от гидропроводности пласта, гидростатического давления и давления на забое после сгорания снаряда. Разрыв пласта давлением (до 250 МПа) пороховых газов можно осуществить посредством бескорпусного генератора ПГД-БК, в котором процесс горения заряда кратковременный (до 1 с).

Использование взрывчатых веществ для воздействия на призабойную зону известно давно. Для отрыва или развинчивания прихваченных труб, разрушения посторонних предметов в скважине при ремонтных работах и иногда для создания сети трещин применяют торпедирование путем взрыва торпед в скважине. Наряду с этим осуществляют внутрипластовые взрывы посредством нагнетания жидкого взрывчатого вещества (нитроглицерина) в пласт и последующей детонации. Давление достигает 10^5 МПа, скорость распространения ударной волны составляет 3000—5000 м/с.

При *электрогидравлическом воздействии* на призабойную зону в интервале продуктивного пласта за счет формирования высоковольтных периодических электрических разрядов в жидкости создаются периодические гидравлические импульсы высокого давления, сопровождаемые кавитационными ударами, которые образуют трещины в пласте, разрушают и смещают закупоривающие частицы и способствуют выносу их из поровых каналов. Электромагнитное и тепловое поля оказывают тепловое воздействие на призабойную зону. Такое воздействие при одновременном дренировании жидкости из пласта повышает продуктивность скважины в 1,5—2 раза. Для проведения обработки забойный генератор электрогидравлических импульсов высокого давления наружным диаметром 114 мм спускают в скважину на трос-кабеле с помощью передвижного каротажного подъемника.

Кроме названных термогазохимического, электрогидравлического воздействий и импульсно-ударного воздействия взрывчатых веществ используются методы виброобработки, имплозии, переменных давлений, мгновенных высоких депрессий, а также применяются гидроимпульсные насосы.

Виброобработка отличается от ГРП или СКО тем, что на конце НКТ устанавливается гидравлический вибратор, создающий волны (импульсы) давления вследствие перекрытия вращающимся золотником потока закачиваемой через вибратор

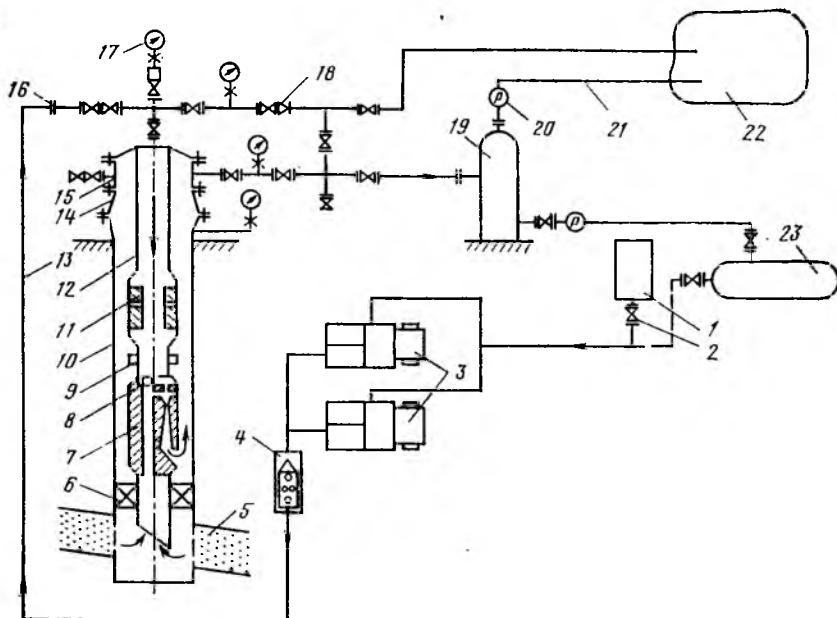


Рис. 5.12. Технологическая схема освоения скважин методом создания управляемых циклических депрессий на пласт:

1 — емкость для рабочей жидкости; 2 — задвижка; 3 — насосные агрегаты; 4 — фильтр; 5 — продуктивный пласт; 6 — пакер; 7 — устройство для обработки скважин УОС-1; 8 — шар диаметром 25,4 мм; 9 — клапан приемный (опрессовочный); 10 — обсадная колонна; 11 — клапан циркуляционный; 12 — насосно-компрессорные трубы; 13 — нагнетательная линия; 14 — колонная головка; 15 — крестовина фонтанной арматуры; 16 — быстросъемное соединение; 17 — манометр; 18 — штуцер; 19 — сепаратор; 20 — расходомер; 21 — факельная линия; 22 — амбар; 23 — приемная емкость

в пласт жидкости. Известны и другие конструкции вибратора. Рабочей жидкостью служат соляная кислота, нефть, дизельное топливо, вода. Время обработки составляет 5—8 ч.

По методу имплозии импульс понижения давления создавался разрушением стеклянного баллона на забое. Метод переменных давлений заключается в многократном изменении давления на устье скважины путем резкого поднятия его закачкой жидкости до давлений, допускаемых прочностью колонны, и последующего уменьшения до нуля. Работа гидроимпульсного насоса основана на использовании гидравлического удара. Периодическое поступление жидкости в насос вызывает импульсы давления на забое. Мгновенные высокие депрессии можно создавать путем сообщения опорожненной части ствола скважины (НКТ) с пластом. Для создания многократных высоких депрессий на пласт разработаны специальные устройства, основанные на использовании струйного насоса или периодического опорожнения труб.

В Ивано-Франковском институте нефти и газа под руководством Р. С. Яремичука разработаны методы освоения, а также устройства (типов УОС и УЭОС) на основе использования струйного насоса (рис. 5.12). В скважину в компоновке с НКТ спускают устройство для обработки скважин УОС-1 или корпус устройства эжекторного для освоения скважин УЭОС-1.

Устройство УЭОС-1 спускается под действием собственного веса в предварительно установленный корпус, а поднимается с помощью специального ловителя, спускаемого на кабеле.

Принцип работы устройств основан на передаче кинетической энергии от рабочей жидкости к пластовой — эжектируемой. Рабочая жидкость (вода, водный раствор хлористого натрия или кальция) насосными агрегатами прокачивается под высоким давлением по НКТ через устройство, а смесь рабочей и пластовой жидкостей выходит по затрубному пространству, отделенному от пласта пакером. В результате под пакером снижается давление (создается депрессия). После прекращения подачи рабочей жидкости давление на пласт восстанавливается. Одну обработку выполняют 20—30 циклами при продолжительности воздействия за каждый цикл 5—10 мин. В результате циклического воздействия на пласт в режиме депрессия — восстановление забойного давления происходит очистка призабойной зоны.

Этот метод широко применяется на месторождениях Западной Сибири для вызова притока, очистки призабойной зоны, а также для удаления продуктов реакции после кислотной обработки.

Контрольные вопросы

1. Охарактеризуйте работы по вскрытию продуктивного пласта бурением и перфорацией с позиций безаварийного их осуществления, сохранения фильтрационной способности коллектора и достижения высокого гидродинамического совершенства скважин.

2. Как определяют параметры гидропескоструйной перфорации при ее проектировании?

3. Как вызывают приток жидкости в скважины?

4. Нарисуйте кривые распределения температуры вдоль ствола нефтяной скважины. Какими факторами обусловлен их характер? Запишите уравнение естественной геотермы.

5. Нарисуйте типичные индикаторные линии. Как их обрабатывают?

6. Назовите причины искажения кривых восстановления давления в скважинах, обрабатываемых методом касательной? Покажите характер искажения на графиках.

7. Расскажите о методике оценки скин-эффекта и типа коллектора по разностным кривым восстановления давления.

8. Как оценить возможное давление нагнетания на устье скважины при осуществлении гидроразрыва пласта?

9. Зачем и как проводят тепловую обработку призабойной зоны пласта?

10. Охарактеризуйте основные компоненты солянокислотного раствора.

11. Расскажите об обработках призабойной зоны с использованием градуированного магния.

ОСНОВЫ ТЕОРИИ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОДЪЕМНИКА

При эксплуатации скважины любым (фонтанным, газлифтным, насосным) способом по мере передвижения нефти по стволу с забоя на поверхность из нее обычно выделяется растворенный газ и образуется газожидкостная смесь. Закономерности движения газожидкостной смеси намного сложнее, чем однородной жидкости или газа. Выделившийся газ в восходящем потоке производит работу по подъему жидкости в трубе, т. е. выполняет роль подъемника жидкости. Жидкость может быть однофазной (нефть) или двухфазной (смесь нефти и воды). Общие для всех способов эксплуатации скважин вопросы движения газожидкостной (двух-, трехфазной) смеси отдельно рассмотрены ниже.

§ 6.1. БАЛАНС ЭНЕРГИИ В ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ

Подъем флюидов в стволе добывающей скважины может происходить либо за счет пластовой энергии ($E_{пл}$), либо за счет пластовой ($E_{пл}$) и искусственно вводимой с поверхности в скважину ($E_{и}$) энергий. На забой скважины поступают из пласта флюиды, которые обладают потенциальной энергией, обусловленной действием сил гидродинамического давления (см. § 1.2). В стволе скважины энергия расходуется на преодоление силы тяжести гидростатического столба смеси ($E_{см}$), сил путевого ($E_{тр}$), местного ($E_{м}$) и инерционного ($E_{ин}$) сопротивлений, которые связаны с движением, а также на транспорт продукции скважины от устья до пунктов сбора и подготовки ($E_{трансп}$). Отсюда баланс энергии в работающей скважине можно записать в виде:

$$E_{пл} + E_{и} = E_{см} + E_{тр} + E_{м} + E_{ин} + E_{трансп}. \quad (6.1)$$

Анализ результатов лабораторных и скважинных исследований убеждает, что в общем балансе энергия $E_{м}$ составляет очень малую величину, поэтому ею пренебрегают. Тогда уравнение баланса энергий

$$E_{пл} + E_{и} = E_{см} + E_{тр} + E_{ин} + E_{трансп}. \quad (6.2)$$

При $E_{и}=0$ скважина работает за счет только пластовой энергии. Такой способ ее эксплуатации называют *фонтанным*,

причем фонтанирование скважины возможно как за счет энергии жидкости $E_{ж}$, так и за счет энергии сжатого газа $E_{г}$.

При $E_{ж} > 0$ и $E_{пл} \geq 0$ способ эксплуатации скважины называют *механизированным* — газлифтным или насосным. При газлифтном способе в скважину дополнительно вводится искусственная энергия сжатого газа $E_{г}$, а при насосном — потенциальная и кинетическая энергии. Рассмотрим подъем жидкости за счет энергии сжатого газа (поступающего вместе с нефтью из пласта или искусственно вводимого в скважину), что характерно для фонтанного и механизированного способов, т. е. работу газожидкостного подъемника.

§ 6.2. ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОДЪЕМНИКА И ЕГО ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ

Характеристика газожидкостного подъемника

Принципиальная схема газожидкостного подъемника показана на рис. 6.1. В водоем с постоянным уровнем погружены подъемные трубы 1 длиной L на глубину h_1 . К нижнему концу подъемных труб (к башмаку труб) по трубам 2 (линия газоподачи) подводится газ. В подъемных трубах газ всплывает в жидкости в соответствии с законом Архимеда и образуется газожидкостная смесь, которая поднимается на высоту h' . Поскольку трубы 1 и водоем являются сообщающимися сосудами, то со стороны каждого абсолютное давление у башмака можно записать:

$$p_1 = h_1 \rho g + p_0; \quad (6.3)$$

$$p_1 = h' \rho_{см} g + p_0, \quad (6.4)$$

приравнявая которые, получаем

$$h_1 \rho = h' \rho_{см}, \quad (6.5)$$

где ρ , $\rho_{см}$ — плотность жидкости и газожидкостной смеси; g — ускорение свободного падения; p_0 — давление над уровнем жидкости.

Так как $\rho_{см} < \rho$, то $h' > h_1$. Для любого тела при постоянной массе плотность тем меньше, чем больше объем. При увеличении объема газа в смеси (объемного расхода его) уменьшается ее плотность и соответственно повышается h' . Таким образом, принцип подъема (работы газожидкостного подъемника) заключается в уменьшении плот-

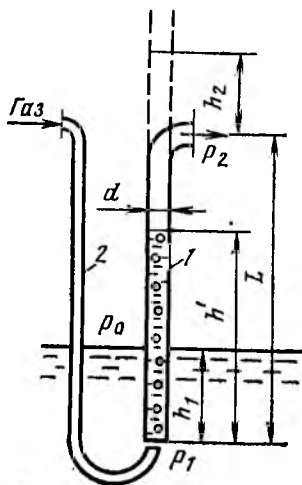


Рис. 6.1. Принципиальная схема газожидкостного подъемника:
1 — подъемные трубы; 2 — линия газоподачи

ности среды в подъемных трубах. Отметим, что такая смесь может существовать только при движении одной или обеих фаз. Подъем жидкости возможен и при вводе в нее несжимаемого (твердого или жидкого) рабочего агента, плотность которого меньше плотности жидкости, например, пустотелых пластмассовых шариков.

Экспериментальное изучение подъемника

Работу газожидкостного подъемника изучали многие исследователи. Обширные экспериментальные исследования движения воздуховодяных смесей в вертикальных трубах в 30-х годах выполнил А. П. Крылов. Установка А. П. Крылова состояла из стандартных насосно-компрессорных труб длиной 18—20 м. На обоих концах труб были установлены быстроакрывающиеся краны и манометры. Трубы имели разные диаметры (40,3; 62 и 100,3 мм).

Результаты экспериментов показали, что с увеличением расхода газа увеличивается высота подъема жидкости h' и при определенном расходе его начинается перелив жидкости ($h' \geq L$). Расход жидкости при увеличивающемся расходе газа сначала возрастает, достигает максимума, а затем уменьшается вплоть до нуля. Это связано с тем, что труба заданной длины L и диаметра d при постоянном перепаде давления $\Delta p = p_1 - p_2$ может пропустить вполне определенный расход жидкости, газа или газожидкостной смеси. [Зависимость объемного расхода жидкости q от объемного расхода газа V_0 , приведенного к нормальным условиям, называют *кривой лифтирования* (рис. 6.2). Газожидкостный подъемник можно еще называть газлифтным.

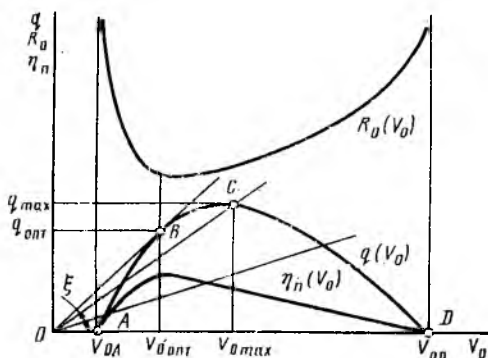
На кривой лифтирования имеются четыре характерные точки. Точка A соответствует началу подачи жидкости (нулевому режиму работы: $q_A = 0$; $V_{0A} > 0$; $h' = L$), точки B и C — соответственно оптимальной $q_{\text{опт}}$ и максимальной q_{max} подаче (оптимальному и максимальному режиму работы) подъемника, точка D — срыву подачи ($q_D = 0$; $V_{0D} > 0$) подъемника по жидкости. Оптимальный режим работы характеризуется максимальным значением коэффициента полезного действия подъемника, определяемого отношением полезно затраченной работы или мощности к общей, т. е.

$$\eta_{\text{п}} = N_{\text{пол}} / N_{\text{общ}}. \quad (6.6)$$

Поскольку процесс лифтирования заключается в подъеме жидкости на высоту ($L - h_1$) и создании избыточного противодавления на выкиде p_2 , соответствующего высоте подъема h_2 (см. рис. 6.1), то полезно затраченная мощность

$$N_{\text{пол}} = q \rho g (L - h_1) + q p_2 = q [\rho g L - (p_1 - p_2)]. \quad (6.7)$$

Рис. 6.2. Зависимость подачи q подъемника, коэффициента полезного действия η_n и удельного расхода газа R_0 от расхода газа V_0



Для определения общей затраченной мощности мысленно к башмаку подъемных труб введем за единицу времени средний объем $V_{ср}$ рабочего агента, которому соответствует высота в трубах $h_{ср} = V_{ср}/f$, где f — площадь проходного сечения трубы. Допустим, что на этот момент времени трубы у башмака перекрыты, тогда высота уровня жидкости

$$h' = h_1 + h_{ср}. \quad (6.8)$$

Для ввода рабочего агента к башмаку труб необходимо придать первому энергию положения или совершить работу против сил гравитации (вернее всплывания рабочего агента), равную произведению объема тела на создаваемое давление (см. § 1.2), а с учетом противодействия p_2 на разность давлений $(p_1 - p_2)$, т. е.

$$A_r = V_{ср} (p_1 - p_2). \quad (6.9)$$

Поскольку газ сжимаемый, то принимая для простоты рассуждений процесс изменения его объема изотермичным (по закону Бойля—Мариотта), средний объем $V_{ср}$ можно записать как средний взвешенный по давлению в трубах:

$$\begin{aligned} V_{ср} &= \frac{1}{p_1 - p_2} \int_{p_2}^{p_1} V(p) dp = \frac{1}{p_1 - p_2} \int_{p_2}^{p_1} \frac{V_0 p_0}{p} dp \\ &= \frac{V_0 p_0}{p_1 - p_2} \ln \frac{p_1}{p_2}. \end{aligned} \quad (6.10)$$

Тогда выражение (6.9) с учетом соотношения (6.10) примет вид формулы работы или энергии изотермического сжатия (расширения) газа

$$A_r = V_0 p_0 \ln \frac{p_1}{p_2}. \quad (6.11)$$

Эта энергия подводится к башмаку труб для подъема жидкости. Так как под $V_{\text{ср}}$ и V_0 понимаем объем рабочего агента за единицу времени, формулы (6.9) и (6.11) выражают общую затраченную мощность. Таким образом, коэффициент полезного действия

$$\eta_{\text{п}} = \frac{q [\rho g L - (p_1 - p_2)]}{V_0 p_0 \ln \frac{p_1}{p_2}} = \frac{q}{V_0} \psi_{\text{п}} = \frac{\psi_{\text{п}}}{R_0}, \quad (6.12)$$

где $\psi_{\text{п}} = \frac{\rho g L - (p_1 - p_2)}{p_0 \ln (p_1/p_2)}$ — константа для принятых условий работы подъемника; $R_0 = V_0/q$ — удельный расход газа.

Так как $q/V_0 = \text{tg } \zeta$, где ζ — угол наклона прямой, проведенной из начала координат через точку кривой лифтирования, то из рис. 6.2 следует, что максимальное значение $\eta_{\text{п}}$ соответствует точке касания касательной, поскольку только для нее угол ζ максимальный. При $\eta_{\text{п}} = \text{max}$ значение $R_0 = \text{min}$. Для точек A и D $\eta_{\text{п}} = 0$ и $R_0 \rightarrow \infty$ (см. рис. 6.2). Отрезок BC кривой $q(V_0)$ называют *рабочей ветвью кривой лифтирования*, так как работа подъемника характеризуется большими значениями $q, (\eta_{\text{п}})$ и малыми значениями R_0 . Графическая зависимость $q(V_0)$ на рис. 6.2 получена при заданном значении относительного погружения труб под уровень жидкости

$$\varepsilon = h_1/L \quad (6.13)$$

или с учетом противодавления p_2 на выкиде

$$\varepsilon = (p_1 - p_2)/(L \rho g). \quad (6.14)$$

Результаты экспериментов показали, что в общем случае подача q газожидкостного подъемника является функцией многих параметров:

$$q = q(V_0, p_1, p_2, L, d, \bar{\rho}, \bar{\mu}, \sigma), \quad (6.15)$$

где $\bar{\rho}, \bar{\mu}$ — соответственно отношения плотностей и абсолютных вязкостей жидкости и газа; σ — поверхностное натяжение на границе раздела газ — жидкость. Семейства кривых лифтирования в зависимости от определяющих параметров представлены на рис. 6.3. Из анализа этого рисунка и уравнения (6.14) следует, что с увеличением p_1 , уменьшением p_2 или L подача q возрастает. Поскольку с увеличением h_1 или же p_1 потребуются меньший расход газа для наступления перелива, то чем больше ε , тем выше должна быть расположена кривая лифтирования. Зависимость $q(V_0)$ при $\varepsilon = 1$ является граничной, выходящей из начала координат. Случаю $\varepsilon > 1$ соответствует естественное фонтанирование, так как при расходе закачиваемого газа $V_0 = 0$ подача $q > 0$, причем закачкой газа ее можно увеличить. При

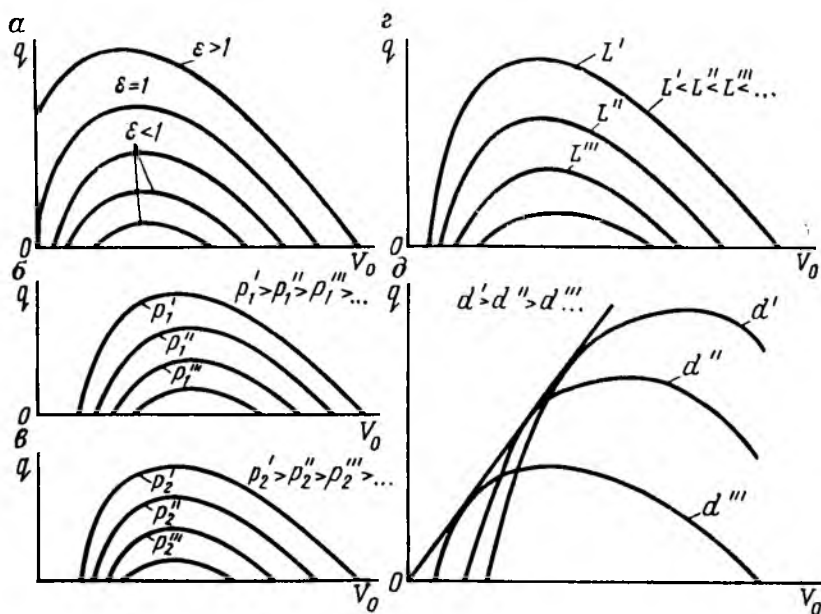


Рис. 6.3. Семейства кривых лифтирования $q(V_0)$ при различных значениях ε (а), p_1 (б), p_2 (в), L (г), d (д) и постоянных остальных параметрах

$\varepsilon=0$ осуществить процесс лифтирования невозможно. Из предыдущих рассуждений относительно пропускной способности труб и из формулы (6.8) становится понятным, что с увеличением диаметра d кривые лифтирования смещаются вправо и вверх соответственно вдоль осей V_0 и q (см. рис. 6.3).

Расчетные формулы А. П. Крылова

Аналитически обработав результаты экспериментов, А. П. Крылов предложил расчетные формулы для нулевого, оптимального и максимального режимов:

$$q_{\max} = 55d^3\varepsilon^{1.5}; \quad (6.16)$$

$$q_{\text{опт}} = q_{\max}(1 - \varepsilon) = 55d^3\varepsilon^{1.5}(1 - \varepsilon); \quad (6.17)$$

$$V_{0A} = \frac{0,785d^2L\rho g(1 - \varepsilon)}{\rho_0 \ln(p_1/p_2)}; \quad (6.18)$$

$$V_{0\max} = \frac{15,5d^{2.5}L\rho g\varepsilon^{0.5}}{\rho_0 \ln(p_1/p_2)}; \quad (6.19)$$

$$V_{0\text{опт}} = V_{0\max}(1 - \varepsilon)^2 \frac{15,5d^{2.5}L\rho g\varepsilon^{0.5}(1 - \varepsilon)^2}{\rho_0 \ln(p_1/p_2)}; \quad (6.20)$$

$$R_{0\max} = \frac{0,282L\rho g}{d^{0,5}\epsilon\rho_0 \ln(p_1/p_2)}; \quad (6.21)$$

$$R_{0\text{опт}} = R_{0\max}(1-\epsilon) = \frac{0,282L\rho g(1-\epsilon)}{d^{0,5}\epsilon\rho_0 \ln(p_1/p_2)}. \quad (6.22)$$

В данных формулах необходимо пользоваться следующими единицами физических величин: q , V_0 — м³/с; L , d — м; ρ — кг/м³; g — м/с²; p — Па; R_0 — м³/м³.

Анализ формул (6.16) и (6.17) показывает, что с увеличением ϵ от 0 до 1 значение $q_{\max}$ возрастает от 0 до $55d^3$, а $q_{\text{опт}}$ растет от 0 до наибольшего значения ($10,225d^3$) при $\epsilon=0,6$, затем уменьшается до нуля. Отсюда следует, что для достижения наибольшей оптимальной подачи необходимо обеспечивать нагружение $\epsilon=0,6$.

Структуры течения газожидкостной смеси

Подъем газожидкостной смеси сопровождается относительным движением в жидкости газовых пузырьков различных размеров (скольжением газа). Скорость всплывания пузырька как результат совместного действия архимедовой силы и силы сопротивления жидкости зависит от многих факторов (размера пузырька, вязкости жидкости, плотностей жидкости и газа, физических свойств поверхности раздела, взаимодействия пузырьков, влияния стенки трубы). Пузырьки газа в жидкости могут быть в различной степени раздроблены (диспергированы). В зависимости от этого выделяют структуры газожидкостной смеси (режимы двухфазного потока). Установившейся классификации структур не имеется. Применительно к практике нефтедобычи наиболее естественным является выделение трех структур: пузырьковой (эмульсионной, пенной); пробковой (снарядной, четочной); стержневой (дисперсно-кольцевой).

Пузырьковая структура характеризуется более или менее равномерным распределением в жидкости газовых пузырьков, размер которых значительно меньше диаметра трубы. Если содержание газа в смеси увеличенное, то вследствие слияния (укрупнения, коалесценции) части пузырьков образуются газовые пробки, перекрывающие все сечение трубы. Бóльшее содержание газа обуславливает за счет слияния отдельных пробок образование стержневой структуры. При этом основная масса газа движется по центру трубы в виде стержня, в котором диспергированы частицы жидкости, а жидкость — по стенке трубы в виде кольцевой пленки.

Отдельные структуры трудно разграничить. Пузырьковой структуре характерна относительная скорость газа до 0,3—0,4 м/с, пробковой — от 0,3—0,4 до 1,2 м/с, а стержневой — бо-

лее 1,2 м/с. Увеличение относительной скорости газа ухудшает эффективность лифтирования.

В нефтяных скважинах по мере подъема нефти происходит вследствие снижения давления выделение из нефти растворенного газа, увеличение числа и размеров газовых пузырьков, что создает предпосылки для возможного перехода одной структуры в другую и существования чередующихся структур. В нефтяных скважинах преимущественно наблюдаются пузырьковая и пробковая структуры потока. При разных структурах закономерности движения газожидкостной смеси различны.

§ 6.3. УРАВНЕНИЕ ДВИЖЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ В ЭЛЕМЕНТАРНОМ ГАЗОЖИДКОСТНОМ ПОДЪЕМНИКЕ И АНАЛИЗ ЕГО СОСТАВЛЯЮЩИХ

Уравнение движения газожидкостной смеси

Процесс лифтирования жидкости не зависит от того, откуда поступает газ к башмаку подъемных труб — из пласта или с поверхности. Для него справедливо уравнение баланса энергии (6.1) или (6.2). Тогда на основании уравнения (6.2) можно записать, что изменение потенциальной энергии в стволе скважины, обусловленное силами гидродинамического давления (точнее разностью давлений p_1 и p_2), равно работе, расходуемой на преодоление сил тяжести и трения и на изменение кинетической энергии, т. е.

$$V_{см} (p_1 - p_2) = L \rho_{см} g V_{см} + \Delta p_{тр} V_{см} + \left(\frac{w_2^2}{2g} - \frac{w_1^2}{2g} \right) \rho_{см} g V_{см}, \quad (6.23)$$

где $V_{см}$ — объем газожидкостной смеси на элементе длины L за единицу времени; L — изменение высоты подъема смеси относительно произвольно выбранной плоскости сравнения (или длина подъемных труб); $\Delta p_{тр}$ — потери давления на трение; w_1 , w_2 — скорости смеси в начале и конце подъемных труб. Избыточное противодавление p_2 характеризует величину энергии, расходуемой на транспорт продукции от устья скважины до пунктов сбора и подготовки. Разделив уравнение энергии (6.23) на объем смеси $V_{см}$, получим уравнение давлений (аналог уравнения Бернулли для газожидкостной смеси) в конечных разностях

$$\Delta p = \Delta p_{см} + \Delta p_{тр} + \Delta p_{ин}, \quad (6.24)$$

где $\Delta p = p_1 - p_2$ — общая потеря давления; $\Delta p_{см} = L \rho_{см} g$ — потеря давления, обусловленная гидростатическим столбом смеси;

$\Delta p_{ин} = \left(\frac{w_2^2}{2g} - \frac{w_1^2}{2g} \right) \rho_{см} g$ — потеря давления на инерционное

сопротивление (на увеличение скорости смеси, связанное с изменением газосодержания или площади поперечного сечения потока).

В дифференциальном виде уравнение (6.24) можно записать

$$dp = dp_{\text{см}} + dp_{\text{тр}} + dp_{\text{ин}} \quad (6.25)$$

или

$$\frac{dp}{dl} = \left(\frac{dp}{dl} \right)_{\text{см}} + \left(\frac{dp}{dl} \right)_{\text{тр}} + \left(\frac{dp}{dl} \right)_{\text{ин}}. \quad (6.26)$$

Приведенные уравнения описывают движение газожидкостной смеси в элементарном газожидкостном подъемнике (подъемнике малой длины) и отличаются между собой только формой записи. Определим составляющие уравнения (6.24). Потери давления $p_{\text{ин}}$ на инерционное сопротивление малы, поэтому их обычно не учитывают. В общей сумме основная доля (70—95 % при оптимальном режиме и 50—60 % при максимальном режиме) приходится на потери $\Delta p_{\text{см}}$, значение которых зависит от плотности смеси $\rho_{\text{см}}$.

Плотность газожидкостной смеси

Плотность газожидкостной смеси, как и любого тела, можно определить отношением массы к ее объему. Поскольку газожидкостная смесь неоднородна, поэтому выберем достаточно большой объем, чтобы можно было приближенно рассматривать ее как среду, заполняющую пространство сплошным образом. Тогда плотность смеси

$$\rho_{\text{см}} = (V_{\text{ж}}\rho + V_{\text{г}}\rho_{\text{г}})/(V_{\text{ж}} + V_{\text{г}}), \quad (6.27)$$

где $V_{\text{ж}}$, $V_{\text{г}}$ — объемы жидкости и газа; $\rho_{\text{г}}$ — плотность газа.

Так как для выделенного объема в трубе высотой Δh объемы $V_{\text{ж}} + V_{\text{г}} = f\Delta h$, $V_{\text{ж}} = f_{\text{ж}}\Delta h$, $V_{\text{г}} = f_{\text{г}}\Delta h$, то уравнение (6.27) можно записать

$$\rho_{\text{см}} = \frac{f_{\text{ж}}}{f} \rho + \frac{f_{\text{г}}}{f} \rho_{\text{г}} \quad (6.28)$$

или

$$\rho_{\text{см}} = (1 - \varphi) \rho + \varphi \rho_{\text{г}} = \rho - \varphi (\rho - \rho_{\text{г}}), \quad (6.29)$$

где $f = f_{\text{ж}} + f_{\text{г}}$ — площадь проходного сечения трубы; $f_{\text{ж}}$, $f_{\text{г}}$ — средние статистические площади сечения трубы на длине Δh , занятые соответственно жидкостью и газом; $\varphi = f_{\text{г}}/f$ — истинное объемное газосодержание (газонасыщенность) потока (аналогично средней статистической величина); $1 - \varphi = f_{\text{ж}}/f = (f - f_{\text{г}})/f = 1 - f_{\text{г}}/f$ — истинное объемное содержание жидкости в потоке.

В лабораторных условиях величину φ можно определить, например, методом отсечек (одновременным отсечением смеси в трубе на ее концах). Для перехода к измеряемым в промышленных условиях параметрам вводят понятие объемного расходного газосодержания потока

$$\beta = V/(q + V), \quad (6.30)$$

где V, q — расходы газа и жидкости (при условиях определения β). Для связи φ и β исходят обычно из модели потока дрейфа, записывая истинную линейную скорость газа в виде:

$$\omega_r = \frac{V}{f_r} = \frac{V}{\varphi f} = A_{\text{ск}} \frac{q + V}{f} + \omega_0, \quad (6.31)$$

где ω_0 — превышение линейной скорости газа ω_r над скоростью смеси $\omega_{\text{см}} = (q + V)/f$ (относительная скорость скольжения газа). Коэффициент $A_{\text{ск}}$ характеризует неравномерный профиль скорости по радиусу трубы, а также возможное увеличение истинного газосодержания у стенки трубы (образование так называемого «газового подшипника» при выделении газа из жидкости). Преобразуя уравнение (6.31) находим

$$\varphi = \frac{\beta}{A_{\text{ск}} + (\omega_0/\omega_{\text{см}})}. \quad (6.32)$$

Теоретически определить ω_0 и $A_{\text{ск}}$ не представляется возможным, поэтому зависимость $\varphi(\beta)$ устанавливают по экспериментальным данным. Отметим, что поскольку $\omega_0 > 0$ ($\omega_r > \omega_{\text{см}}$), то $\varphi < \beta$. Чем больше относительная скорость газа, тем меньше φ , т. е. поток утяжеляется (увеличивается плотность смеси).

Разные исследователи при обработке экспериментальных данных предложили свои расчетные зависимости. Так, в ранних работах А. П. Крылов установил для водовоздушных смесей, что $A_{\text{ск}} = 1$ и $\omega_0 = 1$ м/с. В более поздних работах А. П. Крылова и Г. С. Лутошкина для смесей воздуха с жидкостями, отличающимися от воды по физическим свойствам, было получено, что $A_{\text{ск}} = 1$, а при пузырьковой структуре, когда $V < V_{\text{г кр}}$,

$$\omega_0 = 0,293 \sqrt[3]{\sigma/\sigma_{\text{в}}} \quad (6.33)$$

и при пробковой, когда $V > V_{\text{г кр}}$,

$$\omega_0 = \frac{0,767q \sqrt{V}}{d^3} + \frac{1,27q}{d^2} + \frac{0,12 \sqrt{V}}{d^{1,5}} \sqrt[3]{\sigma/\sigma_{\text{в}}}, \quad (6.34)$$

где $\sigma_{\text{в}}$ — поверхностное натяжение на границе вода—воздух; $V_{\text{г кр}}$ — критический расход газа:

$$V_{\text{г кр}} = 1,751d^{2,5} + 1,25q. \quad (6.35)$$

В нефтепромысловой практике ввиду условности выделения структур зачастую ограничиваются зависимостью, предложенной А. А. Арманд и Е. И. Невструевой при $A_{\text{ск}}=1$, $\omega_0=0,2 \omega_{\text{см}}$, $\beta \leq 0,9$:

$$\varphi = 0,833\beta. \quad (6.36)$$

Можно рекомендовать зависимость, которую получили В. А. Сахаров, А. В. Воловодов и М. А. Мохов, обрабатывая данные по многим скважинам различных месторождений в широком диапазоне изменения параметров. Они установили, что $A_{\text{ск}}=1,13$ и

$$\frac{\omega_{\text{см}}}{\omega_0} = Ku = \sqrt{\frac{\rho}{\rho - \rho_r} \frac{Fr_{\text{см}}}{We}}, \quad (6.37)$$

где Ku — критерий Кутателадзе; $Fr_{\text{см}} = \omega_{\text{см}}^2 / (gd)$ — критерий Фруда смеси; $We = \sigma / [(\rho - \rho_r) \omega_{\text{см}}^2 d]$ — критерий Вебера. Отметим, что критерий Фруда выражает соотношение сил инерции и сил тяжести, критерий Вебера — сил поверхностного натяжения и инерции, а производный критерий Кутателадзе является мерой сил тяжести, подъемной силы и сил поверхностного натяжения.

Потери давления на трение

Потери давления на трение при движении газожидкостной смеси больше, чем при движении однородной жидкости. Имеется много расчетных формул, например,

$$\Delta p_{\text{тр}} = \Delta p_0 \frac{(1 - \varphi_m)^{n_2}}{(1 - \varphi)^{n_1}}, \quad (6.38)$$

где Δp_0 — потери на трение из расчета движения только однородной жидкости (определяются по формуле Дарси—Вейсбаха); $\varphi_m = V\rho_r / (V\rho_r + q\rho)$ — массовое газосодержание; n_1, n_2 — эмпирические коэффициенты, принимающие значения: $n_1=1,53$; $n_2=0$ по А. А. Арманду (при $\varphi \leq 0,9$) или $n_1=2$; $n_2=1,75$ по Леви.

По данным Г. С. Лутошкина и А. П. Крылова

$$\Delta p_{\text{тр}} = \rho g L \left[\frac{9,25 \cdot 10^{-7}}{d^{16/3}} V^2 + \frac{0,81 \cdot 10^{-3} \sqrt{\mu_{\text{ж}}}}{d^{4,75}} q^{1,75} + m_{\text{тр}} (Vq)^{K_d} \right], \quad (6.39)$$

где $\mu_{\text{ж}}$ — вязкость жидкости, $\text{мПа} \cdot \text{с}$; $m_{\text{тр}} = 1,1 \cdot 10^{-3} d^{-3} \sqrt[3]{q \mu_{\text{ж}}^{0,025}}$; K_d — коэффициент, зависящий от диаметра трубы:

$d, \text{ мм}$	40,3	50,3	62	75,9
K_d	1,06	0,87	0,73	0,65

Использование корреляционного коэффициента

Гидродинамическая сложность движения газожидкостной смеси обусловила его описание на основе разных упрощенных моделей. Выше рассмотрены основные положения некоторых методов, базирующихся на модели дрейфа. Для расчета необходимо иметь две экспериментально определяемые величины: истинное газосодержание и коэффициент, характеризующий гидравлическое сопротивление движению смеси. На основе гомогенной модели, представляющей обе фазы как гомогенную (однородную) фазу, потери давления на скольжение газа и на трение характеризуются одним опытным (корреляционным) коэффициентом, согласующим результаты расчета с данными фактических измерений. Тогда уравнение (6.24) при пренебрежении $\Delta p_{ин}$ записывается в виде:

$$\frac{\Delta p}{L} = \rho_{\beta} g + \lambda_{\kappa} \frac{\rho_{\beta} w_{см}^2}{2d} = \rho_{\beta} g \left(1 + \lambda_{\kappa} \frac{w_{см}^2}{2gd} \right), \quad (6.40)$$

где $\rho_{\beta} = \rho(1 - \beta) + \rho_1 \beta$ — расходная плотность смеси; $\lambda_{\kappa} = \lambda_{ск} + \lambda_{см}$ — коэффициент суммарных потерь давления на скольжение ($\lambda_{ск}$) и трение ($\lambda_{см}$).

В методике Ф. Поэтмана и П. Карпентера $\rho_{\beta} = M_{см}/V_{см}$; $M_{см} = \rho_{нд} G_0 + \rho_{вд} G_в$; $V_{см} = b_n V_{гс} + b_v G_v$, а λ_{κ} определяется по графику в зависимости от числа Рейнольдса (характеризует соотношение сил инерции и трения) или по аппроксимирующей формуле В. И. Щурова:

$$\lambda_{\kappa} = \exp \left[45,27 \left(1 + \lg \frac{M_{см} Q_d}{100 \rho_{нд} d} \right)^{-0,25} - 40,78 \right], \quad (6.41)$$

где $M_{см}$, $V_{см}$ — удельные масса и средний объем смеси, т. е. масса смеси (нефти, газа и воды) и ее объем, отнесенные к единице объема дегазированной нефти; $\rho_{нд}$, $\rho_{го}$, $\rho_{вд}$ — плотности нефти, газа и воды при стандартных условиях; G_0 , G_v , $V_{гс}$ — газовый фактор, водный фактор и количество свободного газа; b_n , b_g , b_v — объемные коэффициенты нефти, газа и воды; Q_d — дебит товарной (дегазированной) нефти, т/сут.

В. А. Сахаров, А. В. Воловцов и М. А. Мохов на основе промысловой информации по скважинам отечественных месторождений установили, что

$$\lambda_{\kappa} = \lambda_{ск} + \lambda_{см} = \frac{1 + 0,13 Ku}{1 + 1,13 Ku} \frac{\rho - \rho_g}{\rho} \frac{2\beta}{Fr_{гс}} + 0,11 \times \left(\frac{68}{Re_{см}} + 2 \frac{\epsilon_{ш}}{d} \right)^{0,25}, \quad (6.42)$$

где $Re_{см} = w_{см} d \rho / \mu_{ж}$ — критерий Рейнольдса смеси; $\epsilon_{ш}$ — эквивалентная шероховатость внутренней поверхности трубы.

Погрешность расчета давления в газлифтных скважинах Правдинского месторождения (Западная Сибирь) по этой методике оказалась значительно ниже (по данным авторов $\pm 4,5\%$), чем по методике Поэтмана—Карпендера.

Особенности расчета кольцевых потоков

П. Баксендэл распространил методику Поэтмана—Карпендера на потоки в кольцевых каналах. Для этого в уравнении (6.40) вместо d подставляется гидравлический диаметр канала

$$d_r = \frac{4f_k}{S_c} = \frac{4 \frac{\pi}{4} (d_k^2 - d_r^2)}{\pi (d_k + d_r)} = d_k - d_r, \quad (6.43)$$

а при расчете w_{cm} — используется эквивалентный диаметр канала

$$d_{эвк} = \sqrt{\frac{4f_k}{\pi}} = \sqrt{d_k^2 - d_r^2}, \quad (6.44)$$

где f_k — площадь кольцевого сечения; S_c — смоченный периметр сечения; d_k , d_r — диаметры соответственно внутренний эксплуатационной колонны и внешний НКТ. В зарубежной практике для расчета кольцевого потока еще в уравнениях для круговых каналов, куда входит диаметр в первой степени, его заменяют на $(d_k - d_r)$, а вместо d^5 подставляют выражение $(d_k + d_r)^2 \times (d_k - d_r)^3$, хотя проверка этого на основе промысловой практики фактически не проводилась. Отметим, что многие газлифтные скважины на нефтяных месторождениях Западной Сибири эксплуатируются по затрубному (кольцевому) пространству.

Особенности расчетов движения газоводонефтяной смеси

По мере разработки залежей продукция нефтяных скважин обводняется, образуются газоводонефтяные смеси. Структуры и закономерности движения таких трехфазных смесей еще сложнее, чем газожидкостных. Нефть и вода как несмешивающиеся фазы образуют смеси (эмульсии) прямого (нефть в воде — Н/В) или обратного (вода в нефти — В/Н) типа. Обращение (инверсия) смеси наступает при объемном содержании воды в ней 0,5—0,9, чаще 0,7. Поскольку плотность нефти ρ_n обычно несколько меньше плотности воды ρ_v ($\rho_n < \rho_v$), то нефть при движении может опережать воду. Зависит это от дисперсности, истинной доли фаз, скорости движения смеси. По степени диспергирования внутренней фазы двухфазного водонефтяного потока выделяют две структуры: а) капельную (К; капли диаметром 0,5—2 см); б) эмульсионную (Э; то же 0,001—1 мм). Смесь

с первой структурой можно еще назвать неустойчивой эмульсией (фазы расслаиваются, нефть всплывает), а со второй — устойчивой.

На структуру трехфазного газоводонефтяного потока существенно влияет механизм образования смеси — выделение газа из жидкости (нефти) и ввод его извне. Пузырьки газа выделяются преимущественно на границе раздела «твердое тело (поверхность труб, песчинки) — нефть» и «вода — нефть». В первом случае газовые пузырьки срываются с твердого тела и движутся в нефти, а во втором — они совместно с каплями воды образуют своеобразные конгломераты, относительная скорость которых может быть положительной, отрицательной или нулевой (по сравнению со скоростью нефти). Подобное отмечается и при наличии капель нефти в воде.

По степени дисперсности внутренней жидкой фазы и свободного газа (I) соответственно выделяют капельно-пузырьковую (КП), эмульсионно-пузырьковую (ЭП) и эмульсионно-снарядную (ЭС) структуры. Карта идентификации (отождествления) структур приведена на рис. 6.4, где $\beta_{вж} = q_v / (q_n + q_v)$ — расходное содержание воды в жидкости; q_n, q_v — объемные расходы нефти и воды; $Fr'_{см} = \omega_{см} / \sqrt{gd}$ — корень квадратный из параметра Фруда; $\omega_{см} = (q_n + q_v + V) / f$ — скорость смеси; V — объемный расход газа; f — площадь проходного сечения трубы; $\varphi = \omega_{г пр} / (\omega_{см} + \omega_0)$ — истинное объемное газосодержание потока; $\omega_{г пр} = V / f$ — приведенная скорость газа; $\omega_0 = \omega_g - \omega_{см}$ — относительная скорость газа (дрейфа фазы); $\omega_g = \omega_{г пр} / \varphi$ — истинная скорость газа; p — абсолютное давление в потоке; $\omega_{кр1} = 0,064 \cdot 56 \beta_v \sqrt{gd}$ — первая критическая скорость (линия раздела областей II и III при $\beta_{вж} \leq 0,5$); $\omega_{кр2} = 0,487 \sqrt{gd}$ — вторая критическая скорость (линия раздела областей I и II, а также областей IV и III при $\beta_{вж} > 0,5$); $\beta_v = q_v / (q_n + q_v + V)$ — объемная расходная доля воды в потоке; g — ускорение свободного падения; d — диаметр подъемных труб (для кольцевых и других каналов — гидравлический диаметр, равный отношению величины $4f$ к смоченному периметру поперечного сечения канала).

Многообразие характеристик газоводонефтяных потоков существенно усложняет их изучение. Плотность газоводонефтяной смеси

$$\rho_{см} = \rho_n + \rho_v \varphi_v + \rho_g \varphi = [\rho_n (1 - \varphi_{вж}) + \rho_v \varphi_{вж}] (1 - \varphi) + \rho_g \varphi, \quad (6.45)$$

где $\varphi_n \varphi_v, \varphi$ — истинные содержания нефти, воды и газа в потоке; $\varphi_{вж}$ — истинное содержание воды в жидкости; ρ_n, ρ_v, ρ_g — плотности нефти, воды и газа. Пренебрегая взаимным скольжением воды и нефти, можно принять, что истинное содержание воды в жидкости $\varphi_{вж}$ равно расходному содержанию $\beta_{вж}$ (об-

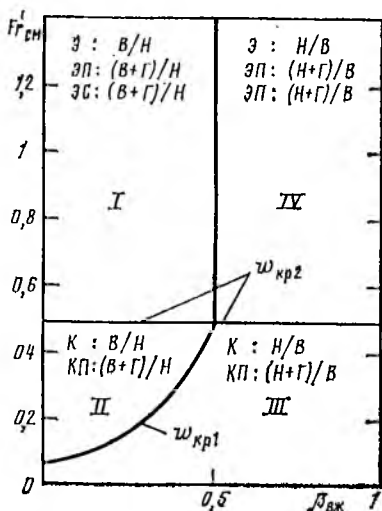


Рис. 6.4. Карта идентификации структурных форм водонефтяного и водонефтегазового восходящих потоков в скважине (по П. Д. Ляпкову).

Структуры: эмульсионная (Э), эмульсионно-пузырьковая (ЭП), эмульсионно-снарядная (ЭС), капельная (К), капельно-пузырьковая (КП); потоки: типа В/Н, (В+Г)/Н, Н/В, (Н+Г)/В. Двоеточие на рисунке обозначает принадлежность потоков к структуре

водненности продукции n_v , определенной при условиях потока). Величину ϕ можно определить по рассмотренным выше зависимостям. Более детальный подход приводит к сложным расчетным формулам.

В настоящее время для расчета газоводонефтяных потоков можно рекомендовать изложенные выше расчетные зависимости В. А. Сахарова с сотрудниками, полученные на основе промысловых данных при обводненности продукции от нуля до 100 % в широких пределах изменения дебитов (1—800 м³/сут), удельного расхода газа (5—900 м³/м³), вязкости жидкости (1—2000 мПа·с) для круговых (диаметр труб 0,035—0,076 м) и кольцевых (0,062×0,152 м; 0,076×0,168 м; 0,076×0,232 м) каналов и длин труб от 900 до 3600 м.

§ 6.4. РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ ПО ДЛИНЕ ПОДЪЕМНЫХ ТРУБ

Расчет распределения давления можно выполнить по уравнению (6.24), (6.25) или (6.26). При восходящем движении газожидкостной смеси в подъемных трубах давление и температура уменьшаются. Смесь движется в сторону меньшего давления, а температура ее уменьшается в результате неустановившегося теплообмена с окружающими ствол скважины горными породами. Их изменения сопровождаются изменениями параметров газожидкостной смеси (плотности, вязкости, газосодержания и других) и соответственно составляющих уравнения движения. Поэтому уравнение (6.24) справедливо для элементарного подъ-

емника малой длины в пределах которой можно принимать параметры смеси неизменными.

Для реального (длинного) подъемника уравнение движения необходимо записать в интегральном виде, т. е. выполнить интегрирование уравнения (6.25) или (6.26). Так как интегрирование уравнений движения газожидкостной смеси в пределах всей длины L подъемных труб практически невозможно с учетом изменяющихся термодинамических условий потока, то расчет сводится к численному суммированию всех приращений давления Δp_i на каждом участке Δl подъемных труб, т. е.

$$p_1 - p_2 = \sum_{i=1}^n \Delta p_i, \quad (6.46)$$

где $n = L/\Delta l$ — число участков (шагов) изменения длины.

Чем больше n (меньше Δl), тем точнее расчет. Практика расчетов показывает, что достаточная точность достигается при $n = 10-15$. Расчет выполняют в зависимости от его цели по принципу «сверху вниз» или «снизу вверх», тогда искомое давление

$$p_1 = p_2 + \sum_{i=1}^n \Delta p_i \quad (6.47)$$

или

$$p_2 = p_1 - \sum_{i=1}^n \Delta p_i. \quad (6.48)$$

Начальные условия — это давление и температура на выкиде (p_2, T_2) или у башмака подъемных труб (p_1, T_1). Предпочтительней расчет выполнять по шагам изменения давления Δp и вычислять приращение длины L_i между двумя сечениями труб с давлениями на концах p_{i-1} и p_i ($p_i = p_{i-1} \pm \Delta p$), т. е.

$$L_i = \frac{1}{(dp/dl)} \Delta p. \quad (6.49)$$

Параметры смеси определяют при среднем арифметическом значении давления $\tilde{p}_i = (p_{i-1} + p_i)/2$ и температуры $\tilde{T} = (T_{i-1} + T_i)/2$. Температуру в любой точке длины подъемных труб можно рассчитать с различной степенью приближения. Ее можно принять, например, либо по геотерме (см. § 3.6), либо по интерполяционной формуле

$$T = T_2 + (T_1 - T_2) \frac{p - p_2}{p_1 - p_2}. \quad (6.50)$$

Давлениями p_1 или p_2 можно приближенно задаться, а зависимость температур T_1 и T_2 представить формулой

$$T_1 = T_2 + \Gamma_n z, \quad (6.51)$$

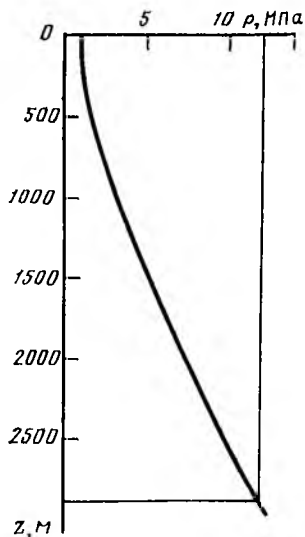


Рис. 6.5. Кривая распределения давления вдоль подъемных труб

где Γ_n — температурный градиент потока, определяемый в зависимости от геотермического градиента, расхода жидкости и диаметра труб [6]; z — расстояние от выкида подъемных труб до точки с температурой T_1 . Отметим, что изменение температуры мало влияет на результат расчета. Таким образом, имея приращения длины и давления, строят кривую распределения давления $p(z)$ вдоль подъемных труб.

Пример. По методике В. А. Сахарова с сотрудниками установить распределение давления по длине колонны НКТ. Определить глубину L , где $p_1 = 12$ МПа. Исходные данные: дебит дегазированной жидкости $q_0 = 150$ м³/сут, удельный расход закачиваемого газа $R_{0\text{зак}} = 90$ м³/м³; $d = 0,0635$ м; $p_2 = 1$ МПа; $\rho_{г0} = 1,26$ кг/м³, геотермический градиент $\Gamma = 0,0255$ К/м; $\varepsilon_m = 10^{-4}$ м; экспериментальные данные определения удельного объема выделившегося газа $V_{гв}$, объемного коэффициента b_n , плотности ρ_n и вязкости нефти μ_n , коэффициента сжимаемости газа z_g , поверхностного натяжения σ принять по табл. 5.4 работы [6].

Решение. По диаграмме [6] для $q_0 = 150$ м³/сут при $\Gamma = 0,0255$ К/м находим $\Gamma_n = 0,0165$ К/м. Ориентировочно задаемся $L = 3000$ м, где $p_1 = 12$ МПа. На этой глубине согласно геотерме (см. § 3.6) температура $T_1 = 280 + 0,0255 \times 3000 = 356,5$ К. Тогда из формулы (6.51) имеем $T_2 = 356,5 - 0,017 \cdot 3000 = 305,5$ К.

Задаемся шагом изменения давления $\Delta p = 1$ МПа. Число шагов будет $n = (12 - 1)/1 = 11$, а число задаваемых давлений: $11 + 1 = 12$. Расчет выполняем по принципу «сверху — вниз». На конце первого шага находим: $p_{2(1)} = p_2 + \Delta p = 1 + 1 = 2$ МПа; $T_{2(1)} = 305,5 + (356,5 - 305,5) \frac{2 - 1}{12 - 1} = 310,1$ К [по формуле (6.51)]. Средние значения для первого шага: $p_1 = (1 + 2)/2 = 1,5$ МПа; $T_1 = (305,5 + 310,1)/2 = 307,8$ К. Определяем расходы жидкости и газа: $q_1 = q_0 b_n / 86400 = 150 \cdot 1,03 / 86400 = 0,00178$ м³/с;

$$V_1 = (V_{гв} + R_{0\text{зак}}) \frac{q_0}{86400} \frac{z_g}{T_0} \frac{p_0 \tilde{T}_1}{\tilde{p}_1} = (64 + 90) \times \\ \times \frac{150}{86400} \frac{0,89 \cdot 0,1 \cdot 307,8}{273 \cdot 1,5} = 0,0178 \text{ м}^3/\text{с},$$

где p_0, T_0 — давление и температура при стандартных условиях.

Дальше вычисляем:

$$w_{см} = \frac{4(0,00178 + 0,0178)}{3,14 \cdot 0,0635^2} = 6,18 \text{ м/с};$$

$$\beta = \frac{0,0178}{0,0178 + 0,00178} = 0,9;$$

$$\rho_g = \rho_{г0} \frac{T_0 \tilde{p}_1}{z_g p_0 \tilde{T}_1} = 1,26 \frac{273 \cdot 1,5}{0,89 \cdot 0,1 \cdot 307,8} = 18,84 \text{ кг/м}^3;$$

$$Re_{cm} = \frac{6,18 \cdot 0,0635 \cdot 829}{10,1 \cdot 10^{-3}} = 32210;$$

$$Fr_{cm} = \frac{6,18^2}{9,81 \cdot 0,0635} = 61,3;$$

$$We = \frac{22 \cdot 10^{-3}}{(829 - 18,84) 6,18^2 \cdot 0,0635} = 1,1 \cdot 10^{-5};$$

$$K_{II} = \sqrt{\frac{829}{829 - 18,84} \frac{61,3}{1,1 \cdot 10^{-5}}} = 2388;$$

$$\lambda_k = \frac{1 + 0,13 \cdot 2388}{1 + 1,13 \cdot 2388} \frac{829 - 18,84}{829} \frac{2 \cdot 0,9}{61,3} +$$

$$+ 0,11 \left(\frac{68}{32210} + 2 \frac{10^{-4}}{0,0635} \right)^{0,25} = 0,033;$$

$$\rho_B = 829 (1 - 0,9) + 18,84 \cdot 0,9 = 99,85 \text{ кг/м}^3.$$

Тогда по формуле (6.40) находим $\Delta p/L_1 = 99,85 \cdot 9,81 \left(1 + 0,033 \frac{6,18^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,0635} \right) =$
 $= 1970,3 \text{ Па/м}$, откуда длина первого шага при $\Delta p = 10^6 \text{ Па}$ $L_1 = \frac{10^6}{1970,3} = 507,5 \text{ м}$.

Аналогично выполняем расчеты для других интервалов и определяем $L = \sum_{i=1}^n L_i = 2880 \text{ м}$. Кривая распределения давления представлена на рис. 6.5.

Контрольные вопросы

1. Нарисуйте кривые лифтирования и объясните их характер.
2. Опишите структуры течения газожидкостной и газоводонефтяной смесей.
3. Что понимают под истинным и расходным газосодержаниями потока? Покажите связь между ними.
4. Как рассчитать потери давления, связанные с гидростатическим столбом жидкости и трением?
5. Объясните сущность расчета потерь давления с использованием корреляционного коэффициента.
6. Расскажите о принципе расчета распределения давления газожидкостной смеси по длине подъемных труб.

Явление подъема жидкости с забоя на поверхность за счет пластовой энергии называют *фонтанированием скважины*, а способ эксплуатации — *фонтанным*.

§ 7.1. ТИПЫ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН, ВИДЫ И УСЛОВИЯ ФОНТАНИРОВАНИЯ

На основании уравнения (6.2) баланса энергии в добывающей скважине аналогично формуле (6.24) можно записать уравнение баланса давлений в фонтанной скважине

$$p_3 - p_2 = p_{\text{ст ф}} + p_{\text{тр}} + p_{\text{ин}}, \quad (7.1)$$

где p_3 — забойное давление (принимается обычно на уровне середины интервала продуктивного пласта); p_2 — давление на устье (выкиде) скважины (устьевое давление); $p_{\text{ст ф}}$ — гидростатическое давление флюидов (в общем случае нефти, воды, газа) в скважине; $p_{\text{тр}}$ — потери давления на гидравлическое сопротивление (трение); $p_{\text{ин}}$ — потери давления на инерционное сопротивление (пренебрегают вследствие малости).

В зависимости от соотношения p_3 и p_2 с давлением насыщения нефти газом p_n (от местоположения начала выделения газа из нефти) можно выделить три вида фонтанирования и соответствующие им три типа фонтанных скважин.

Виды фонтанирования и типы фонтанных скважин

Первый тип — артезианское фонтанирование: $p_3 > p_n$, $p_2 \geq p_n$, т. е. фонтанирование происходит за счет гидростатического напора (рис. 7.1, а). В скважине наблюдается обычный перелив жидкости, движется негазированная (без свободного газа) жидкость (аналогично артезианским водяным скважинам). В затрубном пространстве между насосно-компрессорными трубами 1 и обсадной эксплуатационной колонной 2 находится жидкость, в чем можно убедиться, открыв, например, трехходовый кран под манометром, показывающим затрубное давление $p_{\text{затр}}$. Газ выделяется из нефти за пределами скважины в выкидной трубе.

Второй тип — газлифтное фонтанирование с началом выделения газа в стволе скважины: $p_3 \geq p_n$, $p_2 < p_n$ (рис. 7.1, б). В пласте движется негазированная жидкость, а в скважине —

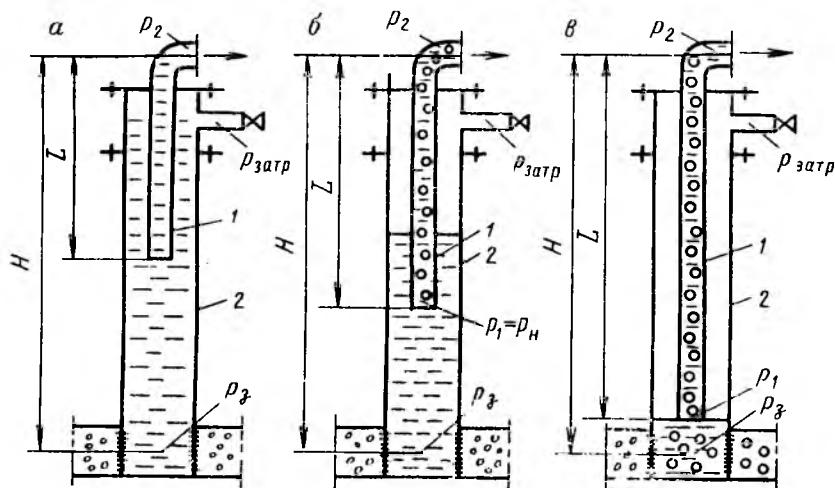


Рис. 7.1. Типы фонтанных скважин и виды фонтанирования:

а — артезианское; *б* — газлифтное с началом выделения газа в скважине; *в* — газлифтное с началом выделения газа в пласте

газожидкостная смесь (на рисунке показано установившееся состояние). При давлении у башмака НКТ $p_1 \geq p_n$, в затрубном пространстве на устье находится газ и $p_{затр}$ обычно небольшое (0,1—0,5 МПа). Так как $p_1 \geq p_n > p_2$, то по мере подъема нефти давление снижается, увеличивается количество свободного газа, происходит расширение газа, растет газосодержание потока, т. е. фонтанирование осуществляется по принципу работы газожидкостного подъема.

Третий тип — газлифтное фонтанирование с началом выделения газа в пласте: $p_3 < p_n$, $p_2 < p_n$ (рис. 7.1, *в*). В пласте движется газированная жидкость, на забой и к башмаку НКТ поступает газожидкостная смесь. После начала притока основная масса газа увлекается потоком жидкости и поступает в НКТ. Часть газа отделяется (сепарируется) и поступает в затрубное пространство, где газ барботирует в относительно неподвижной жидкости. В затрубном пространстве накапливается газ, уровень жидкости снижается и достигает башмака НКТ. Со временем наступает стабилизация и при $p_3 < p_n$ уровень всегда устанавливается у башмака НКТ. Затрубное давление газа, как правило, высокое, почти достигает значений p_1 и p_n . При утечках газа из затрубного пространства (через негерметичности в резьбовых соединениях НКТ, обсадной колонне, устьевом оборудовании) уровень будет находиться выше башмака НКТ. Чем меньше расход и вязкость жидкости,

больше расход газа у башмака, зазор между НКТ и эксплуатационной колонной, тем больше газа сепарируется в затрубное пространство.

Условие артезианского фонтанирования

Фонтанирование скважины возможно в том случае, если из пласта на забой поступают флюиды, количество энергии которых не меньше, чем требуется ее для их подъема на поверхность. Условие артезианского фонтанирования непосредственно следует из уравнения (7.1) баланса давлений:

$$p_3 \geq [H\rho g + p_{тр} + p_2], \quad (7.2)$$

где H — глубина скважины по вертикали (принимается обычно до середины продуктивного пласта); $\rho = (\rho_3 + \rho_2)/2$ — средняя плотность жидкости в скважине; ρ_3 , ρ_2 — плотность жидкости соответственно в условиях забоя и устья; g — ускорение свободного падения.

С учетом искривления ствола скважины:

$$H = H' \cos \alpha_3 \quad \text{или} \quad H = \sum_{i=1}^n H'_i \cos \alpha_{3i}, \quad (7.3)$$

где H' — расстояние от устья до забоя вдоль оси наклонной скважины; α_3 — средний зенитный угол кривизны скважины или угол отклонения оси скважины от вертикали; α_{3i} — зенитный угол на участке ствола длиной H'_i ; n — число участков разной кривизны ствола (в дальнейшем будем рассматривать вертикальные скважины, а кривизну легко учесть подобным образом). Потери давления на трение $p_{тр}$ рассчитываем по формуле Дарси — Вейсбаха. Давление p_2 принимаем в зависимости от условий сбора и подготовки продукции скважины (см. § 1.4). Оно обеспечивает движение продукции скважины от устья до пункта сбора, зависит от потерь давления на гидравлические сопротивления в устьевом оборудовании, системе сбора и т. д. (см. гл. 11).

В силу неразрывности потока длительное фонтанирование возможно при условии равенства расходов притекающей из пласта $Q_{пл}$ и поднимающейся в стволе скважины $Q_{под}$ жидкости:

$$Q_{пл} = Q_{под} = Q. \quad (7.4)$$

Поскольку приток и подъем жидкости происходит за счет пластовой энергии, то совместная работа пласта и фонтанной скважины будет согласовываться через p_3 . Приток (дебит скважины) можно, например, описать уравнением (5.14), откуда

$$p_3 = p_{пл} \left(\frac{Q}{K_0} \right)^{1/n}. \quad (7.5)$$

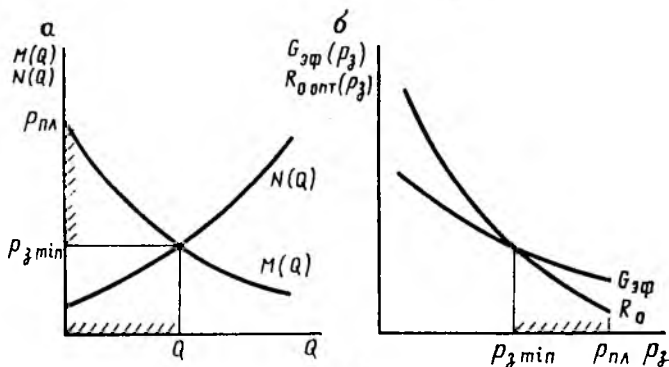


Рис. 7.2. Графическая интерпретация условий артезианского (а) и газлифтного (б) фонтанирования (штриховкой показаны области возможного фонтанирования)

Тогда условие (7.4) взаимосвязанной совместной согласованной работы пласта и скважины на основе условия (7.2) артезианского фонтанирования можно записать в виде:

$$p_{пл} - \left(\frac{Q}{K_0} \right)^{1/n} = H\rho g + p_{тр} + p_2 \quad (7.6)$$

или в функциональном виде с учетом зависимости $p_{тр}$ от Q

$$M(Q) = N(Q). \quad (7.7)$$

Решая последнее равенство графоаналитическим методом (рис. 7.2, а) или путем итераций, находим дебит скважины Q и соответствующее забойное давление, причем минимальное забойное давление артезианского фонтанирования $p_{з \min}$. Из рис. 7.2, а следует, что фонтанирование возможно при всех $p_2 \geq p_{з \min}$, однако при согласованной работе $p_2 < p_{пл}$. При артезианском фонтанировании наибольший дебит можно получить при $p_2 = p_{пл}$.

Из условия (7.6) следует, что при $Q = 0$

$$p_{пл} = H\rho g + p_2', \quad (7.8)$$

т. е. для определения пластового давления $p_{пл}$ достаточно измерить устьевое давление p_2' в остановленной скважине. Если НКТ спущены до забоя, то по затрубному давлению можно определить забойное давление

$$p_2 = H\rho g + p_{затр}. \quad (7.9)$$

Условие газлифтного фонтанирования

Фонтанные скважины второго и третьего типов представляют собой газожидкостной подъемник, причем газ не вводится извне, а выделяется из притекающей нефти. При давлении, равном p_n , количество свободного газа равно нулю, весь газ растворен в нефти. Вдоль пути движения по мере снижения давления от p_n до p_2 количество свободного газа, приходящегося на единицу расхода нефти, увеличивается от нуля до некоторого значения. При любом текущем абсолютном давлении p количество выделившегося (свободного) газа $V_{гс}$ можно представить как разность начального и текущего количеств растворенного газа в соответствии с законом Генри

$$V_{гс} = [G_0 - \alpha_p (p - p_0)] Q_n, \quad (7.10)$$

где G_0 — пластовый газовый фактор (или количество газа, выделяющееся из нефти при снижении давления до атмосферного p_0 и взятое из расчета на единицу расхода нефти Q_n); α_p — коэффициент растворения газа в нефти. Поскольку с увеличением содержания газа плотность газожидкостной смеси уменьшается, то в целом для всей длины подъемных труб при уменьшении давления от p_1 до p_2 необходимо принять среднее количество свободного газа, которое можно записать как средневзвешенное по длине L :

$$\bar{V}_{гс} = \frac{1}{L} \int_0^L [G_0 - \alpha_p (p - p_0)] Q_n dl. \quad (7.11)$$

Примем по А. П. Крылову α_p и Q_n постоянными вдоль L , а давление линейно зависящим от текущей длины l :

$$p = p_1 - \frac{p_1 - p_2}{L} l. \quad (7.12)$$

Тогда получим

$$\begin{aligned} \bar{V}_{гс} &= \left[G_0 + \alpha_p p_0 + \frac{\alpha_p}{L} \int_{p_1}^{p_2} p \frac{L}{p_1 - p_2} dp \right] Q_n = \\ &= \left(G_0 + \alpha_p p_0 - \alpha_p \frac{p_1 + p_2}{2} \right) Q_n. \end{aligned} \quad (7.13)$$

Так как в стволе происходит подъем всей жидкости (нефти и воды) с расходом $Q_{ж}$, то выражая расход нефти через долю n_b воды в продукции

$$Q_n = Q_{ж} (1 - n_b), \quad (7.14)$$

запишем

$$\bar{V}_{гс} = \left[G_0 - \alpha_p \left(\frac{p_1 + p_2}{2} - p_0 \right) \right] Q_{ж} (1 - n_b). \quad (7.15)$$

Таким образом, в подъемных трубах действует удельный расход газа, называемый *эффективным газовым фактором*

$$G_{\text{эф}} = \frac{\bar{V}_{\text{ге}}}{Q_{\text{ж}}} = \left[G_0 - \alpha_p \left(\frac{p_1 + p_2}{2} - p_0 \right) \right] (1 - n_b). \quad (7.16)$$

Располагаемый эффективный газовый фактор $G_{\text{эф}}$ должен быть не меньше потребного удельного расхода газа R_0 в газожидкостном подъемнике. Отсюда условие газлифтного фонтанирования запишем в виде:

$$G_{\text{эф}} \geq R_0. \quad (7.17)$$

Для рационального расходования пластовой энергии фонтанный подъемник должен работать при максимальном коэффициенте полезного действия, т. е. при оптимальном удельном расходе газа. Тогда условие (7.17) уточняется так:

$$G_{\text{эф}} \geq R_{\text{опт}} \quad (7.18)$$

или с учетом формулы А. П. Крылова (6.22) в развернутом виде:

$$\left[G_0 - \alpha_p \left(\frac{p_1 + p_2}{2} - p_0 \right) \right] (1 - n_b) \geq \frac{0,282 L \rho g [L \rho g - (p_1 - p_2)]}{d^{0,5} (p_1 - p_2) p_0 \ln \frac{p_1}{p_2}}. \quad (7.19)$$

В скважинах второго типа подъемные трубы целесообразно спускать до уровня начала выделения газа, т. е. $\bar{p}_1 = p_n$. Из условия (7.19) можно вычислить эту глубину спуска труб

$$L = 0,5 \left[\epsilon_n + \sqrt{\epsilon_n^2 + \frac{14,18 \epsilon_n G_{\text{эф}} d^{0,5} p_0}{\rho g} \ln \frac{p_1}{p_2}} \right], \quad (7.20)$$

где $\epsilon_n = (p_n - p_2) / (\rho g)$. Тогда минимальное забойное давление фонтанирования

$$p_{\text{з min}} = p_n + (H - L) \rho g. \quad (7.21)$$

Если окажется, что расчетное значение $L > H$, то скважина будет третьего типа. В таком случае трубы спускаем до забоя ($L \approx H$), а давление $p_1 \approx p_3$. Тогда из трансцендентного уравнения (7.19) вычисляем минимальное забойное давление фонтанирования $p_{\text{з min}}$ (см. рис. 7.2, б).

При газлифтном фонтанировании дебит скважины также определяется совместной работой пласта и подъемника, которые описываются соответственно зависимостями (5.14) и (6.15) т. е.

$$Q_{\text{пл}} = K_0 (p_{\text{пл}} - p_3)^n = Q_{\text{пл}}(p_3); \quad (7.22)$$

$$Q_{\text{под}} = Q_{\text{под}}(V_0, p_1, p_2, L, d, \bar{\rho}, \bar{\mu}, \sigma). \quad (7.23)$$

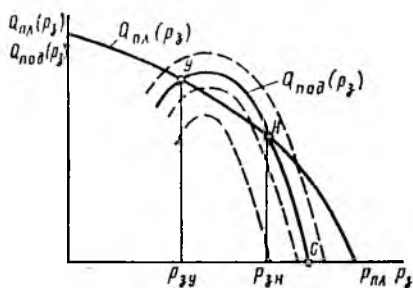


Рис. 7.3. График совместной работы пласта и подъемника при газлифтном фонтанировании

$Q_{под}(p_3)$ характеризуют совместную согласованную работу пласта и подъемника, в остальных случаях отмечается несогласованная работа ($Q_{пл} > Q_{под}$ или $Q_{пл} < Q_{под}$). При этом в точке H соответствует неустойчивая работа, так как малейшие колебания p_3 приводят к срыву фонтанирования (точка C) или переходу работы в точку Y . Это легко уяснить, увязав изменение p_3 с изменением уровня жидкости в скважине ($p_3 = h_{д\rho g}$), например, для скважины второго типа. Если $Q_{пл} > Q_{под}$, то происходит накопление притекающей жидкости в стволе и рост p_3 , а при $Q_{пл} < Q_{под}$ — наоборот — уменьшение p_3 . В таком понимании точка Y — это точка устойчивой совместной согласованной работы пласта и подъемника.

Таким образом, длительное газлифтное фонтанирование возможно только при одном вполне определенном $p_{3у}$. При изменении $p_2 L$, d точка Y будет перемещаться вдоль индикаторной линии $Q_{пл}(p_3)$. Однако при некотором сочетании параметров кривая лифтирования $Q_{под}(p_3)$ может не пересекаться с индикаторной линией $Q_{пл}(p_3)$, тогда фонтанирования не будет. Возможные положения кривой лифтирования на рис. 7.3 показаны пунктирной линией.

§ 7.2. ОБОРУДОВАНИЕ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН

Оборудование любой скважины, в том числе фонтанной, должно обеспечивать отбор продукции в заданном режиме и возможность проведения необходимых технологических операций с учетом охраны недр, окружающей среды и предотвращения аварийных ситуаций. Оно подразделяется на наземное (устьевое) и скважинное (подземное).

Поскольку расход газа обусловлен притоком нефти в соответствии с уравнением (7.15), давление p_1 связано с p_3 , например, формулой (7.21), то при постоянных p_2 , L , $\bar{a}$, ρ , μ , σ для конкретной скважины придем к зависимости

$$Q_{под} = Q_{под}(p_3). \quad (7.24)$$

Совместное решение зависимостей (7.22) и (7.24) представлено на рис. 7.3. Точки пересечения линий $Q_{пл}(p_3)$ и

Наземное оборудование

К наземному оборудованию относят фонтанную арматуру и манифольд. Фонтанной арматурой оборудуют фонтанные нефтяные и газовые скважины. Ее устанавливают на колонную головку. Фонтанные арматуры изготавливают (ГОСТ 13846—84) по восьми схемам.

Фонтанные арматуры различают по конструктивным и прочностным признакам. Эти признаки включают в шифр фонтанной арматуры следующим образом: АФХ₁Х₂Х₃-Х₄×Х₅Х₆Х₇, где АФ — арматура фонтанная; Х₁ — конструктивное исполнение: подвеска НКТ на резьбе переводника — К; подвеска НКТ на муфте — не обозначается; для скважин, оборудованных ЭЦН — Э; Х₂ — номер схемы монтажа тройникового и крестового типов по ГОСТ 13846—84 (8 схем); при двухрядной колонне НКТ добавляется буква «а»; Х₃ — способ управления запорными устройствами: ручной — не обозначается; автоматический — А, дистанционный и автоматический — В; Х₄ — условный проход ствола (50, 65, 80, 100 и 150 мм); через дробь указывается условный проход бокового отвода (50, 65, 80 и 100 мм) при несовпадении размеров; Х₅ — рабочее давление, умноженное на 0,1 МПа (7, 14, 21, 35, 70 и 105 МПа); Х₆ — климатическое исполнение: для умеренной климатической зоны — не обозначается; для холодной климатической зоны — Хл; Х₇ — исполнение по коррозионной стойкости для умеренной климатической зоны: К₁ — для сред, содержащих СО₂ до 6 %; К₂ — то же, Н₂S и СО₂ до 6 % каждого; К₃ — то же, Н₂S и СО₂ до 25 % каждого; К2И — для арматуры, изготовленной из малолегированной и низкоуглеродной стали с применением ингибитора в скважине. Например, АФК 6 В-100×210 К2 — арматура фонтанная (АФ) с подвеской на резьбе переводника (К) по схеме 6 (крестового типа с однорядной колонной НКТ), с дистанционным и автоматическим управлением задвижек (В), условным проходом ствола и боковых отводов 100 мм, рассчитанная на рабочее давление 21 МПа для умеренной климатической зоны и коррозионной среды (К2).

Фонтанная арматура включает трубную головку и фонтанную елку с запорными и регулируемыми устройствами. Трубная головка предназначена для подвески насосно-компрессорных труб и герметизации пространств между ними и обсадной эксплуатационной колонной. При оборудовании скважины двумя concentричными колоннами НКТ (двухрядная конструкция подъемника) трубы большего диаметра подвешиваются на резьбовом соединении нижнего тройника (крестовины), который устанавливается на крестовину, герметизирующую затрубное пространство. Трубы меньшего диаметра подвешиваются на резьбе переводника (стволовой катушки), размещаемом над

тройником. При однорядной конструкции подъемника нижний тройник не ставится и трубы, подвешиваемые к нему, не спускаются. Применяется также муфтовая подвеска труб. Фонтанная елка предназначена для направления потока в выкидную линию, а также для регулирования и контроля работы скважины. Она может включать либо один или два тройника (одно- или двухъярусная тройниковая арматура), либо крестовину (крестовая арматура). Двухструнная (двухъярусная тройниковая и крестовая) конструкция елки целесообразна в том случае, если нежелательны остановки скважины, причем рабочей является верхняя или любая боковая струны, а первое от ствола запорное устройство — запасным. Сверху елка заканчивается колпаком (буфером) с трехходовым краном и манометром. Для спуска в работающую скважину приборов и устройств вместо буфера ставится лубрикатор. Фонтанную арматуру можно монтировать на устье скважины автомобильными кранами, а также при помощи подъемных механизмов (см. гл. 10). В процессе эксплуатации арматуры с прямоходными задвижками периодически смазывают подшипники шпинделя жировым солидолом, а в корпус задвижки через штуцер в днище набивают уплотнительную смазку ЛЗ-162 или «Арматол-238».

На выкидных линиях после запорных устройств для регулирования режима работы скважины ставят регулирующие устройства (штуцер), обеспечивающие дросселирование потока вследствие изменения площади проходного сечения. Они подразделяются на нерегулируемые и регулируемые.

Нерегулируемый штуцер зачастую представляет собой диафрагму или короткую втулку (насадку) с малым отверстием. Диаметр отверстия штуцера может составлять 5—25 мм. Диаметр отверстия штуцера обычно подбирают опытно при исследовании скважины; имеются также формулы для его оценки. Такой штуцер надежен в эксплуатации и незаменим при наличии песка в продукции.

Быстросменный штуцер состоит из разъемного корпуса, зажимаемого между фланцами на выкидной линии арматуры при помощи шпилек. В корпус вставляется пробка с коническим отверстием под сменную штуцерную втулку. Герметичность обеспечивается резиновыми уплотнениями.

Применяют также более простые штуцеры, которые представляют собой диск толщиной 7—10 мм, в центре которого имеется отверстие с резьбой для завинчивания штуцерной втулки. Для замены штуцера рабочую выкидную линию отключают, а работу скважины переводят на запасную линию, где также установлен требуемый штуцер. Затем снижают давление в рабочей линии до атмосферного давления.

Более удобно применение углового регулируемого дросселя (штуцера). В нем в сменную насадку вращением маховика

с помощью штока вводится наконечник, перекрывающий часть отверстия, а указатель показывает эквивалентный диаметр цилиндрического отверстия. При необходимости иметь нерегулируемый штуцер сборка штока заменяется заглушкой и устанавливается втулка с конической сменной насадкой, имеющей полнопроходное сечение.

Устьевое (до штуцера) и затрубное давления измеряют с помощью манометров. На фланцах боковых отводов трубной головки и фонтанной елки предусматриваются отверстия для подачи ингибиторов коррозии и гидратообразования в затрубное пространство и ствол елки, а также под карман для термометра.

Манифольд предназначен для обвязки фонтанной арматуры с выкидной линией (шлейфом), подающей продукцию на групповую замерную установку. Манифольд монтируют в зависимости от местных условий и технологии эксплуатации. В общем случае они обеспечивают обвязку двух струн с шлейфом, струн с затрубным пространством, струн и затрубного пространства с факелом или амбаром и т. д.

Подземное оборудование

К подземному оборудованию относятся насосно-компрессорные трубы, которые применяют при всех способах эксплуатации скважин. Их еще называют фонтанными, компрессорными, насосными, подъемными или лифтовыми. ГОСТ 633—80 предусматривает изготовление четырех типов стальных бесшовных насосно-компрессорных труб (НКТ): гладких; с высаженными наружу концами — В; гладких высокогерметичных — НКМ и безмуфтовых с высаженными наружу концами — НКБ (трубы первых трех типов соединяют с помощью муфт). На конце каждой трубы наносится маркировка (характеристика). Трубы всех типов исполнения А изготавливают длиной 10 м, а исполнения Б — двух групп длин: 1-я группа — от 5,5 до 8,5 м; 2-я группа — свыше 8,5 до 10 м. Внутренний диаметр НКТ изменяется от 20,7 до 100,3 мм при толщине стенки 3—8 мм.

В основном применяют трубы условным диаметром (округленным наружным) 60 и 73 мм (внутренний диаметр соответственно 50,3 и 62 или 59 мм). Допускаемый минимальный зазор между внутренней стенкой обсадной колонны и наружной стенкой муфты НКТ составляет 12—15 мм, это значит, что максимальный диаметр НКТ не должен превышать при 146-мм эксплуатационной колонне 73 мм, при 168-мм — 89 мм и при 194-мм — 114 мм (взято по условным диаметрам обсадных труб и НКТ). Предельная глубина спуска НКТ в фонтанную скважину в зависимости от диаметра и группы прочности (Д,

Е, К, Л, М, Р) составляет 1780—4250 м. Допустимую глубину спуска труб с высаженными наружу концами (равнопрочные) рассчитывают по пределу прочности от собственного веса при коэффициенте запаса, равном 1,5, а остальные (неравнопрочные — по резьбе 80—85 % прочности ненарезанной части) — по страгивающей (разрушающей резьбу) нагрузке.

При эксплуатации фонтанных скважин находят применение комплексы оборудования для предупреждения открытых фонтанов (типа КУСА и КУСА-Э). Они могут обслуживать от одной до восьми скважин и обеспечивают герметичное перекрытие ствола скважины в случае разгерметизации устья, при отклонении параметров (давления, дебита) работы скважин от заданных и при возникновении пожара.

Основные элементы комплексов — пакер, скважинный клапан-отсекатель, устанавливаемый внутрь НКТ на глубине до 200 м и наземная станция управления. Управление клапаном-отсекателем может быть пневмо- (тип КУСА) или электрогидравлическим (типа КУСА-Э). Запорным органом служит хлопущка или шар. Клапан-отсекатель (также и задвижка арматуры) может быть закрыт со станции управления принудительным путем или дистанционно с пульта диспетчера, связанного со станцией управления посредством промышленной телемеханики.

Имеются еще автоматические клапаны-отсекатели, срабатывающие при увеличении дебита скважины выше заданного. Они устанавливаются на конце НКТ. Отметим также, что автоматизация фонтанной скважины в том числе предусматривает автоматическое перекрытие выкидной линии разгруженным отсекателем манифольдным типа РОМ-1. Отсекатель срабатывает автоматически при повышении давления в трубопроводе на 0,45 МПа (образование парафиновой пробки) и при понижении давления до 0,15 МПа (порыв трубопровода).

§ 7.3. ОСОБЕННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ И УСТАНОВЛЕНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН

Фонтанные скважины можно исследовать любыми рассмотренными выше методами. Особенности возникают при исследовании на установившихся режимах. Режим работы скважины изменяют сменой штуцера другого диаметра, т. е. изменяют давление p_2 . После смены штуцера скважину выдерживают обычно несколько десятков часов для стабилизации режима (продолжительность зависит от гидропроводности и пьезопроводности, а также от относительного изменения дебита $\Delta Q/Q$). Признаки установившегося режима — постоянство дебита Q давлений p_2 и $p_{затр}$ (устанавливают рядом последовательных измерений).

Исследования проводят на трех и более установившихся режимах работы.

При каждом режиме после стабилизации измеряют p_3 , $p_{затр}$, p_2 , дебиты жидкости Q и газа V_r , долю воды в продукции n_v , долю песка $n_{п}$, а также отмечают характер работы (наличие пульсаций, вибрация арматуры). Забойное давление измеряют с помощью скважинных манометров, а p_2 и $p_{затр}$ — образцовых

манометров, установленных на фонтанной арматуре. Измерение Q , V_r , n_v и $n_{п}$ рассмотрено в § 5.4. Забойное давление при спущенных НКТ до забоя в скважинах третьего типа можно рассчитать по барометрической формуле давления газа, а в скважинах первого типа — по формуле (7.9). В остальных случаях оценка p_3 по p_1 и потере давления от башмака до забоя мало надежна.

По полученным данным строят графические зависимости: а) индикаторную линию (см. § 5.4); б) регулировочные кривые — зависимости параметров работы от диаметра штуцера $d_{шт}$ (рис. 7.4). Используя эти графики, определяют параметры пласта и скважины (см. § 5.4), а также устанавливают технологический режим работы скважины (см. § 5.6).

При фонтанной эксплуатации также необходимо, чтобы газовый фактор G_0 был минимальным и поддерживался режим, при котором невозможны пульсации, приводящие к срыву фонтанирования и способствующие осаждению песка. Причиной пульсаций может быть скопление газа в затрубном пространстве и периодический его прорыв в НКТ при $p_1 < p_n$. Их можно уменьшить или устранить созданием в НКТ рабочих отверстий диаметром в несколько миллиметров на расстоянии 30—40 м от башмака, установкой вместо отверстий рабочего газлифтного клапана, оборудованием башмака НКТ башмачной воронкой (раструбом) или забойным штуцером, создающим перепад давления 0,1—0,2 МПа, переводом работы скважины с оптимального на максимальный режим, а также отключением затрубного пространства с помощью пакера. Иногда строят еще графические зависимости $p_3(p_2)$ или $Q(p_2)$ и выбирают режим минимума p_3 или максимума Q .

В процессе эксплуатации проводят тщательное наблюдение за работой, что позволяет выявить следующие осложнения: а) при уменьшении p_2 и одновременном повышении $p_{затр}$ — отложения парафина и солей в НКТ; б) при уменьшении p_2 и $p_{затр}$ — образование песчаной пробки или накопление воды

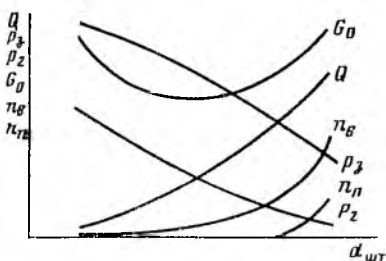


Рис. 7.4. Регулировочные кривые работы фонтанной скважины

между забоем и башмаком НКТ; в) при уменьшении p_2 и увеличении Q — разъедание штуцера; г) при увеличении p_2 и $p_{затр}$ и уменьшении Q — засорение штуцера или отложение парафина в манифольде и выкидном шлейфе. Осложнения (неполадки, расстройства) в работе фонтанных скважин могут обуславливаться отложениями парафина, солей, накоплением песка на забое, воды, а также пропусками нефти, газа. Осложнения разного рода применительно ко всем способам эксплуатации скважин рассматриваются в гл. 10. Негерметичности оборудования вызывают утечки нефти, газа, загрязнение территории, опасность пожара и др. Поэтому они должны быть своевременно ликвидированы.

§ 7.4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ФОНТАННОГО ПОДЪЕМНИКА ДЛЯ КОНЕЧНЫХ И НАЧАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ФОНТАНИРОВАНИЯ ПО МЕТОДИКЕ

А. П. КРЫЛОВА

При комплексном проектировании разработки нефтяных залежей вопросы разработки залежи рассматриваются совместно с технологией и техникой добычи нефти. В проектных документах гидродинамическими методами рассчитываются дебиты скважин при известных забойных давлениях или наоборот (см. гл. 2). Обычно расчет выполняется при первой постановке. Для расчета дебита необходимо знать забойное давление.

Принципы расчета

При рассмотрении условий артезианского и газлифтного фонтанирования показано (см. рис. 7.2), что фонтанирование скважин возможно при забойном давлении p_z , не меньшем минимального забойного давления фонтанирования $p_{z\min}$, т. е. $p_z \geq p_{z\min}$. Из условия совместной согласованной (устойчивой) работы фонтанного подъемника и пласта следует, что при заданных (известных) размерах подъемных труб (L, d), давлении p_2 , характеристиках скважин (H, α_z) и флюидов ($G_0, \alpha_p, p_n, \mu_n, n_v$ и др.) устойчивое фонтанирование возможно только при одном технологическом режиме (одном значении p_{zy}).

С течением времени по мере отбора нефти из залежи изменяются условия разработки и, как результат, условия фонтанирования: изменяются $p_{пл}$, p_z , Q , увеличивается обводненность n_v и т. д. Энергия $E_{скв}$, потребная на подъем флюидов в скважине, увеличивается, а поступающая из пласта в скважину энергия $E_{пл}$ обычно уменьшается. Отсюда с течением времени подъемник следовало бы заменить. Однако с одной стороны в начальный период имеется большой избыток пластовой энергии ΔE , показатель которого — величина p_2 , а с другой стороны,

замена подъемника (НКТ) в скважине — процесс сложный, дорогостоящий и в основном отрицательно влияющий на ее продуктивность. Поэтому подъемник проектируют на весь период фонтанирования $t_{\text{фонт}}$.

Поскольку фонтанный подъемник работает за счет энергии пласта, а фонтанный способ эксплуатации самый дешевый, то следует использовать эту природную энергию наиболее рационально. Так как в начале периода фонтанирования имеется избыток энергии ΔE , который расходуется в штуцере бесполезно, то в начале фонтанирования подъемник может работать не при максимальном коэффициенте полезного действия. Однако в конце периода он уже должен работать при максимальном коэффициенте полезного действия. Таким образом, рекомендуется рассчитывать фонтанный подъемник для конечных условий при оптимальном режиме, а проверять для начальных условий при максимальном режиме на пропускную способность. Обычно расчету подлежат L , $p_{3 \text{ min}}$ и d . Остальные величины задаются или определяются другим путем.

Скважины первого типа

Для проектирования эксплуатации скважин первого типа используют условие артезианского фонтанирования по формуле (7.6). Из формулы (7.6) следует, что чем меньше L и больше d , тем меньше потери давления на трение $p_{\text{тр}}$ и, как результат, меньше p_3 и больше Q , т. е. НКТ лучше вообще не спускать. Однако их спускают из технологических соображений (небольшая длина, максимально возможный диаметр при данной эксплуатационной колонне) для обеспечения различных промывок в скважине, замены жидкостей при освоении или глушении и других технологических операций, уменьшения коррозии эксплуатационной колонны и т. д.

Если в продукции имеется песок (песочные скважины), то трубы спускают до нижних отверстий перфорации (фильтра), а если парафин — до глубины отложения парафина и т. д.

Тогда из формулы (7.6) определяют Q и соответствующее $p_{3 \text{ min}}$ (см. § 7.1). Отметим, что обводненность продукции n_b конца фонтанирования целесообразно обосновать технико-экономическими расчетами.

Скважины второго и третьего типов

В фонтанных скважинах второго типа башмак НКТ должен быть там, где начинается выделение газа из нефти, а в скважине третьего типа НКТ спускают до верхних отверстий фильтра. Расчет L и $p_{3 \text{ min}}$ выполняют с использованием условия газлифтного фонтанирования (7.19) (см. § 7.1). Отметим, что

здесь диаметром труб d задаемся в зависимости от дебита (при $p_3 \approx 6$ МПа):

Q , т/сут	10—20	20—50	50—100	100—200	>200
d , мм (условный)	43	60	73	89	102

Условный диаметр обычно принимают равным 73 мм, так как он мало влияет на результат расчета L и $p_{3 \min}$. Если определенные выше L и d задаются из других соображений (разрушение пласта и вынос песка, $p_3 \geq 0,75 p_n$, конусообразование воды или верхнего газа и т. д.), то из условия фонтанирования можно установить обводненность n_b конца фонтанирования.

Диаметр НКТ для скважин второго, третьего типов рассчитывают из формулы продуктивности А. П. Крылова (6.17) при оптимальном режиме для конца фонтанирования, т. е.

$$d_k = 0,263 \sqrt{\frac{L \rho g}{p_1 - p_2}}^3 \sqrt{\frac{Q_k L \rho g}{L \rho g - (p_1 - p_2)}}. \quad (7.25)$$

Дебит конца фонтанирования $Q_k = Q_{\text{опт}}$ и обводненность принимают по проекту разработки. Если вычисленный диаметр труб не соответствует стандартному, то принимают ближайший меньший стандартный диаметр, что обеспечит работу подъемника между $Q_{\text{опт}}$ и $Q_{\text{мах}}$ (см. рис. 6.3) или рассчитывают ступенчатую колонну труб: $l_2 = \frac{d_k - d_1}{d_2 - d_1} L$; $l_1 = L - l_2$, где l_1 , l_2 — длины нижней и верхней секций НКТ соответственно меньшего d_1 и большего d_2 стандартных диаметров.

Рассчитанный диаметр НКТ должен обеспечить отбор в начале периода фонтанирования $Q_{\text{нач}}$, который имеем по проекту разработки. Поэтому подъемник проверяют на максимальную подачу $Q_{\text{мах}}$ по формуле А. П. Крылова (6.16) для условий начала фонтанирования. Для расчета неизвестное давление p_2 в начале фонтанирования определяем из условия газлифтного фонтанирования при максимальном режиме:

$$G_{\text{эф}} \geq R_{0 \text{ мах}} \quad (7.26)$$

или

$$\left[G_0 - \alpha_p \left(\frac{p_1 + p_2}{2} - p_0 \right) \right] (1 - n_b) = \frac{0,282 (L \rho g)^2}{d^{0,5} (p_1 - p_2) p_0 \ln p_1 / p_2}, \quad (7.27)$$

где $p_1 = p_{3 \min}$ или $p_1 = p_n$, обычно $n_b = 0$. Соотношение (7.27) решает графоаналитически или методом итераций.

Если $Q_{\text{мах}} \geq Q_{\text{нач}}$, то спускают НКТ диаметром d_k , который удовлетворяет конечным и начальным условиям фонтанирования. Если $Q_{\text{мах}} < Q_{\text{нач}}$, то проводят перерасчет диаметра на на-

чальные условия из формулы А. П. Крылова (6.16), в которой принимают $Q_{\max} = Q_{\text{нач}}$, т. е.

$$d_{\text{нач}} = 0,263 \sqrt{\frac{L \rho g}{p_1 - p_2}} \sqrt[3]{Q_{\text{нач}}} \quad (7.28)$$

Если $d_{\text{нач}}$ не совпадает со стандартным диаметром, то принимают ближайший больший стандартный диаметр, что обеспечит работу подъемника между $Q_{\max}$ и $Q_{\text{опт}}$. Если $d_{\text{нач}}$ больше максимального возможного диаметра труб, которые можно спустить в данную эксплуатационную колонну, то решают вопрос возможности фонтанирования скважины по трубам и затрубному пространству. Особенности расчета при таких условиях рассмотрены в гл. 8.

Пример. Определить глубину спуска L и диаметр d подъемных труб, забойное давление p_3 , устьевое давление в начале фонтанирования $p_{2 \text{ нач}}$ при исходных данных: дебит $Q_{\text{нач}} = 2 \cdot 10^{-3}$ м³/с, $Q_k = 10^{-3}$ м³/с, давление $p_{2k} = 0,5$ МПа, давление $p_n = 14$ МПа, газовый фактор $G_0 = 140$ м³/м³, коэффициент растворения $\alpha_p = 10^{-5}$ Па⁻¹, плотность в условиях скважины $\rho_n = 870$ кг/м³, $\rho_v = 1020$ кг/м³, глубина скважины $H = 2200$ м, начальная и конечная обводненность продукции $n_{\text{вн}} = 0$, $n_{\text{вк}} = 0,7$.

Решение. Расчет выполняем для условий конца и начала фонтанирования. Вычисляем плотность жидкости конца фонтанирования $\rho_k = \rho_n(1 - n_{\text{вк}}) + \rho_v n_{\text{вк}} = 870(1 - 0,7) + 1020 \cdot 0,7 = 975$ кг/м³; $e_n = (14 - 0,5) \cdot 10^6 / (975 \cdot 9,81) = 1413$ м; эффективный газовый фактор конца фонтанирования $G_{\text{эфк}} = [140 - 10^{-5} \left(\frac{14 + 0,5}{2} - 0,1 \right) 10^6] (1 - 0,7) = 20,55$ м³/м³; максимально возможную глубину спуска труб

$$L = 0,5 \left[1413 + \sqrt{1413^2 + \frac{14,18 \cdot 1413 \cdot 20,55 \cdot 0,062^{0,5} \cdot 0,1 \cdot 10^6}{975 \cdot 9,81}} \times \right. \\ \left. \times \sqrt{\ln \frac{14}{0,5}} \right] = 1887 \text{ м};$$

(задались $d = 0,062$ м); $p_3 = 14 \cdot 10^6 + (2200 - 1887) 975 \cdot 9,81 = 17$ МПа;

$$d_k = 0,263 \sqrt{\frac{1887 \cdot 975 \cdot 9,81}{(14 - 0,5) \cdot 10^6}} \sqrt[3]{\frac{10^{-3} \cdot 1887 \cdot 975 \cdot 9,81}{1887 \cdot 975 \cdot 9,81 - (14 - 0,5) 10^6}} = \\ = 0,048 \text{ м (принимаем } d_k = 0,0403 \text{ м)};$$

$p_{2n} = 0,6$ МПа методом итераций из соотношения

$$\left[140 - 10^{-5} \left(\frac{14 + p_{2n}}{2} - 0,1 \right) 10^6 \right] = \\ = \frac{0,282 (1887 \cdot 870 \cdot 9,81)^2}{0,0403^{0,5} (14 - p_{2n}) 0,1 \cdot 10^{12} \ln \frac{14}{p_{2n}}}$$

$$Q_{\max} = \frac{55 \cdot 0,0403^3 (14 - 0,6)^{1,5} (10^6)^{1,5}}{(1887 \cdot 870 \cdot 9,81)^{1,5}} = \\ = 2,83 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с (так как } Q_{\text{нач}} < Q_{\max},$$

то принимаем $d = 0,0403$ м). И так имеем $L = 1887$ м; $d = 0,0403$ м; $p_3 = 17$ МПа; $p_{2n} = 0,6$ МПа.

§ 7.5. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ФОНТАННОГО ПОДЪЕМНИКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КРИВЫХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ВДОЛЬ ЛИФТА

При проектировании фонтанной эксплуатации необходимо увязать между собой главным образом Q (или то же самое p_3), p_2 , L , d . В случае артезианского фонтанирования аналитическая связь между этими параметрами имеется в виде условия фонтанирования (7.6), исходя из которого определяем один из параметров (чаще Q) при известных остальных (заданных из других соображений).

При газлифтом фонтанировании простых и достаточно точных формул (кроме формул А. П. Крылова для оптимального и максимального режимов), связывающих эти параметры не имеется. Поэтому для расчета p_2 при известном p_3 (или наоборот) приходится прибегать к численному интегрированию уравнения (6.25) движения газожидкостной смеси по любой из методик, рассмотренных в § 6.4. При этом неизбежно получаются значения давления в промежуточных точках ствола скважины $p(z)$, которые в принципе не нужны. Использование кривых распределения давления вдоль лифта $p(z)$ расширяет возможности проектирования и позволяет вскрыть некоторые особенности фонтанирования.

При проектировании исходим из того, что дебит Q и уравнение притока (или индикаторная линия) известны. Имеется несколько методик графической увязки параметров фонтанирования. Ниже излагается наиболее совершенная в методическом плане методика В. И. Щурова с некоторым уточнением. Может изучаться один случай заданного Q или вся область возможных и невозможных условий фонтанирования. В общем случае методика заключается в следующем.

Задаемся рядом значений забойного давления $p_3 < p_{пл}$. Для принятых значений p_3 определяем соответствующие значения Q по уравнению притока или индикаторной линии. В зависимости от найденных значений Q задаемся одним диаметром НКТ (см. § 7.4). Принимаем, что трубы должны быть спущены на глубину начала выделения газа (скважины второго типа) или до верхних отверстий фильтра (скважины третьего типа).

Дальше рассчитываем по одной из методик (см. § 6.4) распределение давления $p(z)$ для каждого Q по принципу «снизу вверх», начиная от точки забоя с известным давлением p_3 , соответствующим принятому Q , и определяем p_2 (рис. 7.5, а). Если не выполнено названное условие относительно глубины спуска труб, то возможны такие случаи: $p_1 = p_3$ — трубы спущены до забоя: а) $p_3 \leq p_n$ — в НКТ движется газожидкостная смесь; б) $p_3 > p_n$ — в НКТ движется негазированная жидкость, от p_3 до p_n и выше — газожидкостная смесь.

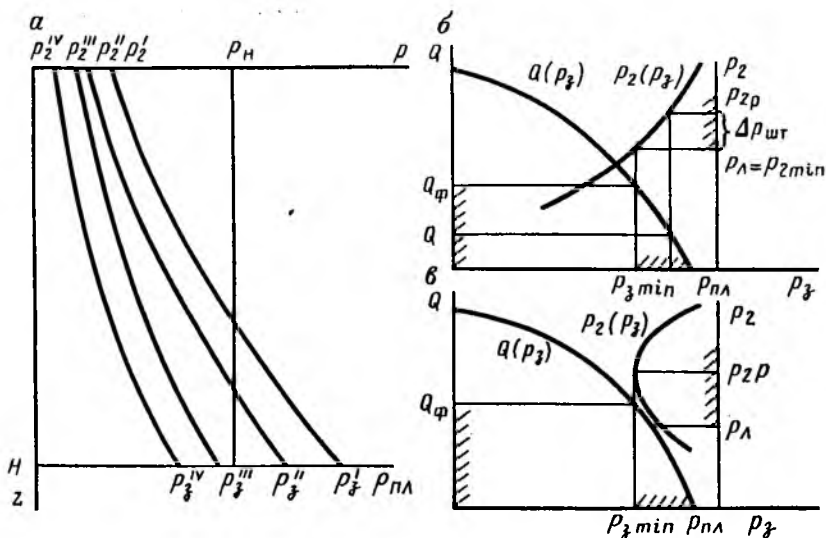


Рис. 7.5. Кривые распределения давления $p(z)$ вдоль ствола (а) и согласование (б, в) работы пласта $Q(p_3)$ с работой фонтанного подъемника $p_2(p_3)$ при различных характерах зависимости $p_2(p_3)$

$p_1 < p_3$ — башмак НКТ установлен выше забоя на расстоянии $h_6 = H - \frac{h}{2} - L$, где H — глубина скважины до уровня середины интервала перфорации, h — длина интервала перфорации: а) $p_3 \leq p_H$ — в обсадной колонне на расстоянии h_6 и в НКТ движется газожидкостная смесь; б) $p_3 > p_H$ — при $p_1 < p_H$ в обсадной колонне от p_3 до p_H движется негазированная жидкость, дальше в обсадной колонне и в НКТ — газожидкостная смесь; при $p_1 = p_H$ от забоя до башмака движется негазированная жидкость, а в НКТ — газожидкостная смесь; при $p_1 > p_H$ в обсадной колонне и в НКТ до p_H движется негазированная жидкость, а выше в НКТ — газожидкостная смесь. Расчет движения негазированной жидкости рассмотрен в § 7.1. В результате получаем совокупность соответствующих друг другу данных p_3 , Q и p_2 , причем обычно

$$\left. \begin{aligned} p_3' &> p_3'' > p_3''' > \dots \\ Q' &< Q'' < Q''' < \dots \\ p_2' &> p_2'' > p_2''' > \dots \end{aligned} \right\} \quad (7.29)$$

Строим графики $Q(p_3)$ и $p_2(p_3)$, которые отражают совместную согласованную работу пласта и фонтанной скважины (см. рис. 7.5, б и в). На оси p_2 откладываем давление p_L в начале

выкидной линии, которое обеспечивает поступление продукции скважины на пункт сбора. Это давление является минимальным устьевым давлением фонтанной эксплуатации скважины, т. е. $p_{\text{л}} = p_{2 \text{ min}}$. Величине $p_{2 \text{ min}}$ соответствует $p_{3 \text{ min}}$ и наибольший фонтанный дебит $Q_{\text{ф}}$. Возможные режимы фонтанирования для условий данной скважины показаны штриховкой на осях графика рис. 7.5, б. Если установить режим работы скважины при $p_{3\text{р}}$, то ему будут соответствовать $Q_{\text{р}}$ и $p_{2\text{р}}$, а избыток устьевого давления $\Delta p_{\text{шт}} = p_{\text{л}} - p_{2\text{р}}$ будет расходоваться в штуцере. Следует отметить, что зависимость $p_2(p_3)$ может иметь различный характер: монотонный, минимума или максимума p_3 . Наиболее рациональным будет режим при $p_{3 \text{ min}}$.

Подобные расчеты и построения целесообразно выполнить для различных значений диаметра труб d . Графическая зависимость $Q(d)$ позволит обосновать выбор рационального в конкретных условиях или максимального дебитов скважины. При таком проектировании нельзя уже говорить о режимах оптимальной или максимальной подачи, так как с изменением притока Q режим работы подъемника изменяется.

Контрольные вопросы

1. Охарактеризуйте виды и условия фонтанирования нефтяных скважин. Что понимаем под минимальным забойным давлением фонтанирования?
2. Расскажите о регулировочных кривых работы фонтанной скважины, о применяемых регулирующих устройствах.
3. Почему фонтанный подъемник целесообразно рассчитывать по конечным условиям фонтанирования?

Продолжение фонтанной эксплуатации — газлифтная эксплуатация, при которой недостающее количество газа для подъема жидкости закачивают в скважину с поверхности.

§ 8.1. СУЩНОСТЬ, РАЗНОВИДНОСТИ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗЛИФТНОГО СПОСОБА ЭКСПЛУАТАЦИИ

По мере разработки месторождения условия эксплуатации скважин ухудшаются: а) обводняется продукция — увеличивается гидростатическое давление столба флюидов, образуется высоковязкая эмульсия, возрастают потери давления на трение в стволе и выкидной линии, что приводит к росту p_3 и p_2 , уменьшается $G_{эф}$ и увеличивается R_0 ; б) при отсутствии применения или недостаточной эффективности ППД возможно уменьшение $p_{пл}$, а также соответственно p_3 и p_1 , что вызывает увеличение R_0 (см. кривую $R_{0\text{ опт}}$ на рис. 7.2, б). А это приводит к нарушению условия фонтанирования (см. § 7.1). Так как условию $G_{эф} = R_0$ соответствует давление $p_{3\text{ min}}$, а $p_{3\text{ min}} < p_{пл}$, скважина прекращает фонтанирование при определенном $Q > 0$. Из рис. 7.2, б видно, что с увеличением p_3 уменьшается R_0 , поэтому применение ППД продлевает период фонтанирования до наступления определенной обводненности n_b , а при большой гидропроводности пласта иногда даже до 100 %-ной обводненности продукции.

Если притекающую пластовую энергию, выраженную $G_{эф}$, пополнять закачкой газа в скважину с поверхности, то осуществляется искусственное фонтанирование, которое называем *газлифтным подъемом*, а способ эксплуатации — *газлифтным*. Тогда условие работы газлифтного подъемника (газлифта) аналогично условию газлифтного фонтанирования можно записать

$$G_{эф} + R_{0\text{ зак}} \geq R_0, \quad (8.1)$$

где $R_{0\text{ зак}}$ — удельный расход закачиваемого газа (отнесенный к расходу поднимаемой жидкости).

В качестве газа можно использовать воздух или углеводородный газ. Тогда подъемник соответственно называют *эрлифтом* или *газлифтом*. Эрлифт впервые был применен на бакинских промыслах по предложению В. Г. Шухова в 1897 г. Преимущество эрлифта — неограниченность источника воздуха. При

использовании газлифта в отличие от эрлифта достигается полная утилизация газа, сохранение и утилизация легких фракций нефти, образование в обводняющихся скважинах менее стойкой эмульсии, для разрушения которой требуются меньшие затраты. Поэтому в настоящее время применяется только газлифт.

Газ может подаваться с помощью компрессора. Такую разновидность газлифта называют *компрессорным газлифтом*. В качестве газа можно использовать нефтяной или природный углеводородный газ. Нефтяной газ отделяют от добываемой нефти, подвергают промысловой подготовке и закачивают в газлифтные скважины (замкнутый газлифтный цикл, предложенный в 1914 г. М. М. Тихвинским). Природный газ может подаваться из соседнего газового месторождения (по данным технико-экономических расчетов допустим транспорт до нескольких десятков километров), из магистрального газопровода или газобензинового завода. Подготовка природного газа на нефтяном промысле не требуется.

При *бескомпрессорном газлифте* природный газ под собственным давлением поступает из скважины газовых или газоконденсатных месторождений. Там же осуществляется его очистка и осушка. На нефтяном промысле иногда его только подогревают. Если нефтяная и газовая залежи залегают на одной площади, то возможен *внутрискважинный бескомпрессорный газлифт*, отличительная особенность которого — поступление газа из выше- или нижезалегающего газового пласта непосредственно в нефтяной скважине.

83 -> Область применения газлифта — высокодебитные скважины с большими забойными давлениями (см. рис. 7.2, б), скважины с высокими газовыми факторами и забойными давлениями ниже давления насыщения, песочные скважины, а также скважины в труднодоступных условиях (например, затопляемость, паводки, болота, отсутствие дорог и др.). Газлифтный способ эффективен при эксплуатации искривленных скважин, разработке многопластовых месторождений. Преимущества его по сравнению с другими, особенно механизированными способами эксплуатации, следующие: высокая технико-экономическая эффективность; отсутствие подъемных механизмов и трущихся деталей; большой межремонтный период; простота обслуживания скважин и регулирования работы, борьбы с коррозией и отложениями парафина и солей, автоматизации и смены режимов; возможность проведения широкого комплекса исследовательских работ, централизованная дозировка различных добавок в скважину; использование энергии пластового газа; отсутствие отрицательного влияния пластового газа, высоких забойных температур; надежность наземного оборудования и т. д. Вместе с тем газлифтному способу, особенно компрессорному газлифту, присущи серьезные недостатки: низкий коэффициент

полезного действия всей газлифтной системы, включающей компрессорную станцию, газопроводы и скважины; большие капитальные вложения на строительство компрессорной станции и газопроводов; большие энергетические затраты на компримирование газа; сравнительно высокие эксплуатационные расходы на обслуживание компрессорной станции; сравнительно низкий коэффициент полезного действия, равный 0,09—0,16, против насосных способов (0,25—0,3 для центробежных и 0,25 для штанговых насосов). Газлифт можно применять только при наличии достаточного количества углеводородного газа. Поэтому ввиду названных недостатков газлифта производят технико-экономическое сопоставление газлифтного и насосного способов эксплуатации и выбирают наиболее эффективный способ. Отметим только, что при бескомпрессорном газлифте себестоимость добычи нефти может быть в несколько раз меньше, чем при эксплуатации штанговыми насосными установками.

Если на промысле уже организована газлифтная эксплуатация скважин, а забойные давления и дебиты уменьшились (менее 50 т/сут), то с целью повышения технико-экономической эффективности добычи нефти можно перевести работу скважин с непрерывного газлифта на периодический (закачка газа в скважину периодически).

§ 8.2. КОНСТРУКЦИИ И СИСТЕМЫ ГАЗЛИФТНЫХ ПОДЪЕМНИКОВ

Конструкция любого газлифтного подъемника должна обеспечивать в скважине наличие двух каналов: для закачки газа; для подъема газожидкостной смеси на поверхность. Такие каналы могут быть созданы либо двумя параллельными (лифт Поле), либо концентрично расположенными (лифт Саундерса) рядами труб. Ввиду сложности спуска в скважину на большие глубины двух параллельных рядов труб, жестко связанных внизу у башмака, и невозможности использования НКТ больших диаметров при малом (96,3—140,3 мм) диаметре эксплуатационной колонны лифт Поле не получил распространения.

В зависимости от числа рядов труб, концентрично расположенных в скважине, различают конструкции двух-, полтора- и однорядных подъемников (рис. 8.1). В первых двух подъемниках внешний ряд труб спускают до интервала перфорации для улучшения условий выноса песка с забоя за счет увеличения скорости потока, в том числе подкачкой жидкости в затрубное пространство между первым (внешним) рядом НКТ и эксплуатационной колонной. Однако ввиду большой металлоемкости, стоимости, осложнений при увеличении глубины спуска подъемных (внутренних) труб из-за необходимости предварительного изменения подвески внешнего ряда труб полтораряд-

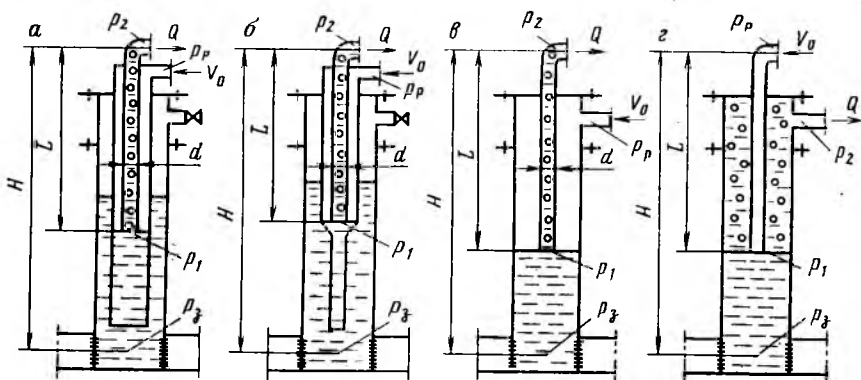


Рис. 8.1. Газлифтные подъемники:

а, б, в — соответственно двух-, полутора- и однорядный подъемники кольцевой системы; г — однорядный подъемник центральной системы

ного подъемника, обеспечения условий выноса песка другими путями двух- и полуторарядные подъемники не применяются. Их использование оправдано только как вынужденная мера при отсутствии герметичности эксплуатационной колонны.

В настоящее время применяется однорядный подъемник. Он является наименее металлоемким и наиболее дешевым, обеспечивает возможность свободного изменения диаметра и длины подъемных труб, причем диаметр может быть уже значительно большим. Для обеспечения условий выноса песка с забоя скважины трубы спускают до забоя, а газ вводят выше на необходимой глубине через рабочий газлифтный клапан (или иногда через 2—4 отверстия диаметром 5—8 мм в рабочей муфте). Рабочая муфта или клапан при прохождении газа создают постоянный перепад давления 0,1—0,15 МПа, который удерживает уровень жидкости ниже точки ввода газа на 10—15 м и обеспечивает тем самым равномерное поступление газа в подъемные трубы. Этим уменьшаются пульсации в работе, которые способствуют разрушению пласта и образованию песчаных пробок.

Для очистки забоя от песка обратной (закачкой жидкости в НКТ) промывкой скважины рабочий газлифтный клапан снабжают дополнительным узлом обратного клапана, который перекрывает отверстия, и жидкость идет не через газлифтный клапан, а через башмак НКТ. Большой диаметр затрубного пространства позволяет устанавливать газлифтные клапаны вдоль колонны НКТ.

В зависимости от направления подачи газа различают кольцевую и центральную системы подъемников. При кольцевой газ закачивают в кольцевое (затрубное или межтрубное) пространство, а при центральной — в центральные трубы. На практике

газлифтные скважины в основном работают по кольцевой системе, так как оптимальные условия лифтирования достигаются обычно при малых проходных сечениях, а при центральной системе песок разъедает соединения муфт на трубах и возможен их обрыв, в случае добычи парафинистой нефти периодическое удаление отложений парафина со стенок кольцевого пространства затруднено.

§ 8.3. ПУСК ГАЗЛИФТНОЙ СКВАЖИНЫ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Характеристика процесса пуска

Этот процесс осуществляется для ввода в работу новых и отремонтированных скважин. Перед пуском скважина заполнена жидкостью (дегазированной нефтью, водой или другой жидкостью глушения). Уровень ее в скважине соответствует пластовому давлению. Сущность пуска скважины заключается в вытеснении жидкости газом в линии газоподачи до башмака подъемных труб методом продавки и вводе газа в подъемные трубы. Схема пуска скважины и динамика давления закачиваемого газа на устье при пуске показаны на рис. 8.2. Для общности рассмотрения принят двухрядный подъемник.

Наибольшее давление газа, которое возникает при пуске, называют *пусковым давлением* p_n . Давление закачки газа в процессе эксплуатации скважины называют *рабочим давлением* p_p , причем $p_n > p_p$. Это обусловлено следующим: а) пуск осуществляется при статическом уровне $h_{ст}$, а работа — при динамическом $h_d < h_{ст}$ (депрессия уровня $\Delta h_0 = h_{ст} - h_d$); соответственно погружение труб под уровень $h_1 < h$; б) в подъемных трубах уровень повышается на высоту Δh и на момент поступления газа в НКТ условное погружение составляет $h + \Delta h > h > h_1$.

При пуске вытесняемая жидкость как правило, перемещается в подъемные трубы и затрубное пространство и частично поглощается пластом. Достигнув башмака подъемных труб, газ поступает в них и, расширяясь, всплывает. Плотность газожидкостной смеси уменьшается, уровень ее повышается до устья, после чего происходит выброс части жидкости, уровень жидкости в затрубном пространстве снижается ниже $h_{ст}$, начинается приток жидкости из пласта. При достаточном расходе газа скважина выходит на рабочий режим.

В процессе снижения уровня жидкости в линии газоподачи до башмака подъемных труб и повышения уровня смеси в подъемных трубах до устья давление закачиваемого газа монотонно увеличивается до наибольшего значения p_n . При выбросе жидкости оно резко уменьшается и после нескольких колебаний, обусловленных инерционностью потоков в системе «пласт —

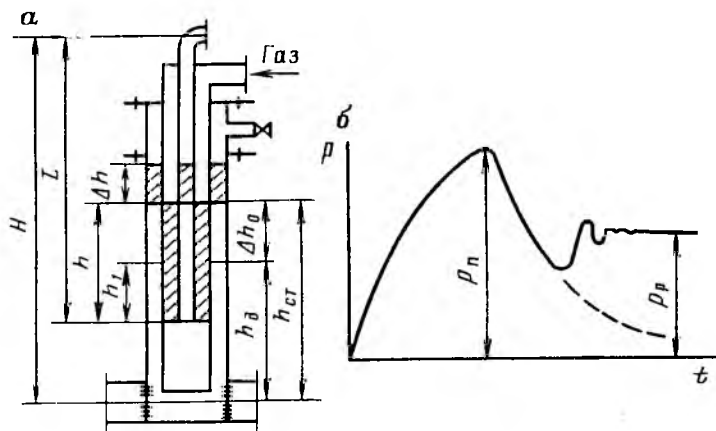


Рис. 8.2. Схема пуска скважины в эксплуатацию методом продавки сжатым газом (а) и изменение давления закачиваемого газа на устье во времени при пуске (б)

скважина», достигает значений p_p при непрерывном и достаточном расходе газа. В «сухих» скважинах (отсутствие гидродинамической связи скважины с пластом, пласт непродуктивный) оно снизилось бы до значения потерь давления на трение газа (см. пунктирную линию на рис. 8.2, б).

Расчет пускового давления

При пуске скважины на пласт создается нарастающая во времени репрессия давления, достигающая значения $\Delta p = \Delta h \rho g$, где ρ — плотность скважинной жидкости; g — ускорение свободного падения. Под действием этой репрессии происходит поглощение жидкости пластом с расходом, который определяется продолжительностью продавки (темпом подачи газа), упругими процессами перераспределения давления в пласте и состоянием призабойной зоны (коэффициентом продуктивности). Если призабойная зона загрязнена, то в пласт уходит очень мало жидкости. Пренебрегая потерями давления на гидравлическое трение, можно записать при условии у башмака подъемных труб пусковое давление

$$p_n = (h + \Delta h) \rho g. \quad (8.2)$$

Неизвестное повышение уровня Δh можно оценить из уравнения баланса объемов жидкости, вытесненной из кольцевого пространства V_k , перемещенной в сообщающиеся с атмосферой трубное и затрубное пространства V_T и ушедшей в пласт $V_{пл}$:

$$V_k = V_T + V_{пл}, \quad (8.3)$$

откуда

$$V_T = V_K - V_{пл} = V_K \left(1 - \frac{V_{пл}}{V_K} \right) = V_K (1 - \psi_{\text{погл}}), \quad (8.4)$$

где $\psi_{\text{погл}} = V_{пл}/V_K$ — коэффициент, характеризующий поглощение жидкости пластом (доля поглощенной жидкости от всей вытесненной). Так как $V_T = (F_T + F_3)\Delta h$, $V_K = F_K h$, то уравнение (8.4) запишем

$$(F_T + F_3) \Delta h = F_K h (1 - \psi_{\text{погл}}), \quad (8.5)$$

откуда

$$\Delta h = h (1 - \psi_{\text{погл}}) \frac{F_K}{F_T + F_3}, \quad (8.6)$$

где F_T , F_K , F_3 — площади поперечного сечения соответственно трубного, кольцевого и затрубного пространств. Тогда пусковое давление

$$p_n = h \rho g \left[1 + (1 - \psi_{\text{погл}}) \frac{F_K}{F_T + F_3} \right] = m_n h \rho g, \quad (8.7)$$

где $m_n = 1 + (1 - \psi_{\text{погл}}) \frac{F_K}{F_T + F_3}$ — коэффициент, определяемый соотношением площадей сечений и долей поглощенной жидкости. При центральном режиме подачи газа в формуле (8.7) величины F_K и F_T следует поменять местами, а для однорядного подъемника принимают $F_3 = 0$. В формуле (8.7) часто записывают площади, выраженные через диаметры труб. Для однорядного подъемника неучет толщины стенки труб вносит погрешность менее 5 %.

Из анализа формул (8.7) следует: а) при $\psi_{\text{погл}} > 0$, т. е. при частичном поглощении жидкости пластом, p_n меньше, чем при отсутствии поглощения ($\psi_{\text{погл}} = 0$); б) при $\psi_{\text{погл}} = 0$ определяем p_n с расчетным запасом (в зависимости от соотношения площадей наиболее употребляемых труб величина m_n может изменяться от 1,13 до 8,49, причем большие значения соответствуют однорядному подъемнику кольцевой системы, средние — двухрядному и наименьшие — однорядному центральной системы); в) при $\psi_{\text{погл}} \rightarrow 1$ (полное поглощение) $p_n \rightarrow h \rho g$ (приблизиться к этому можно при очень медленных темпах подачи газа и соответственно большой продолжительности процесса продавки).

Продолжительность процесса продавки можно оценить отношением объема кольцевого пространства $V_K' = F_K L$ к расходу закачиваемого газа, приведенному по уравнению Менделеева — Клайперона к давлению и температуре в скважине. В литературе имеются более точные уравнения, описывающие изменение давления закачиваемого газа во времени с учетом поглощения жидкости пластом.

Если при пуске уровень жидкости в подъемных трубах достигнет устья раньше, чем газ подойдет к башмаку подъемных труб, и начнется перелив жидкости с противодавлением на устье $p_2 = p_{\text{л}}$ (например, в нефтесборную линию), то максимально возможное пусковое давление (при $h + \Delta h = L$) запишется

$$p_{\text{п max}} = L\rho g + p_2, \quad (8.8)$$

Таким образом, всегда $p_{\text{п}} \leq p_{\text{п max}}$.

§ 8.4. МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ПУСКОВОГО ДАВЛЕНИЯ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ УСТАНОВКИ ПУСКОВЫХ ОТВЕРСТИЙ

Так как всегда $p_{\text{п}} > p_{\text{р}}$, то для пуска скважин необходимо иметь источник газа высокого давления в виде либо передвижного компрессора (аналогично как при освоении скважин), либо дополнительной газовой линии, рассчитанной на пусковое давление. Однако пусковое давление может быть очень высоким (до 30—50 МПа в глубоких скважинах). Создание таких давлений затруднительно из-за отсутствия компрессоров высокого давления, больших затрат на строительство газовой линии высокого давления, поэтому наиболее разумно применить методы снижения пускового давления. Анализируя процесс пуска и формулу пускового давления, можно назвать несколько методов, рассмотренных ниже.

Переключение на центральную систему

Пусковое давление при центральной системе меньше, чем при кольцевой системе подъемника такой же конструкции. Величина $p_{\text{п}}$ при однорядной конструкции снижается в 7,5 раз, при двухрядной — на 11 %. Поэтому зачастую пуск осуществляют при центральной системе, а затем для работы проводят обратное переключение на кольцевую систему.

Продавка жидкости в пласт

Выше показано, что при пуске на пласт создается репрессия давления, которая обуславливает поглощение жидкости пластом. При поддержании репрессии, можно обеспечить продавку в пласт большей части жидкости. Как показано на рис. 8.2, при этом давление $p_{\text{к0}}$, создаваемое компрессором, должно превышать статическое давление у башмака подъемных труб $p_{\text{к0}} > h\rho g$. Ускорить процесс продавки жидкости в пласт и несколько уменьшить требуемое давление $p_{\text{к0}}$ можно путем последующего закрытия задвижки на кольцевом пространстве

и подачи газа в трубное и затрубное пространства, где уровень до этого повысился. Этим можно увеличить репрессию почти в 2 раза. Иногда целесообразно провести затем разрядку давления газа в скважине и снова аналогично повторить процесс продавки. Однако это очень длинный процесс.

Применение пусковых отверстий

Более быстро можно осуществить процесс с применением пусковых отверстий. Сущность метода заключается в том, что в подъемных трубах предварительно сверлят, так называемые, пусковые отверстия на определенных расстояниях от устья и между собой. При закачке газа в кольцевое пространство уровень снижается до первого отверстия и часть газа через него поступает в подъемные трубы. В трубах образуется газожидкостная смесь, уровень ее повышается и жидкость частично выбрасывается из скважины. Через отверстие в трубы поступает только часть закачиваемого газа, поэтому давление газа в кольцевом пространстве остается высоким. В трубах по мере выброса жидкости давление на уровне отверстия уменьшается. Поэтому равенство давлений в трубах и кольцевом пространстве восстанавливается дальнейшим снижением уровня жидкости в кольцевом пространстве до второго отверстия. Это снижение уровня зависит от $p_{к0}$ и плотности газожидкостной смеси в трубах (расхода перетекающего в трубы газа). Если давление в трубах снизится ниже $p_{пл}$, то будет отмечаться приток жидкости из пласта в скважину. Тогда вместо барботаж в скважине будет осуществляться обычное лифтирование. При поступлении газа через второе отверстие процесс снижения давления и уровня жидкости повторится. При этом снижение уровня замедляется, так как часть газа уходит в трубы через первое отверстие. Таким образом, уровень жидкости можно снизить до башмака подъемных труб, после чего газлифт перейдет на нормальную работу. Недостатки этого метода (повышенный расход газа и уменьшение коэффициента полезного действия на 10 %) исключили его практическое применение.

Определение мест установки пусковых отверстий

Определение мест установки пусковых отверстий сводится к следующему. Снижение уровня жидкости до первого отверстия происходит при балансе давлений

$$p_{к0} = p_{п} + p_2, \quad (8.9)$$

где $p_{к0}$ — устьевое давление газа, развиваемое компрессором; $p_{п} = m_{п} L_1' \rho g$ — достигнутое пусковое давление (см. § 8.3); L_1' — снижение уровня жидкости в кольцевом пространстве

ниже статического уровня (аналогично h в § 8.3); p_2 — противодавление на линии выброса жидкости. Тогда из уравнения (8.9) находим

$$L_1' = (p_{к0} - p_2) / (m_n \rho g). \quad (8.10)$$

Если расстояние от устья до статического уровня $h_{ст}' \leq L_1'$, где $h_{ст}' = H - h_{ст}$, H — глубина скважины, то расстояние от устья до первого отверстия аналогично формуле (8.8) будет равно

$$L_1 = (p_{к0} - p_2) / (\rho g). \quad (8.11)$$

При $h_{ст}' > L_1'$, имеем

$$L_1 = h_{ст}' + L_1'. \quad (8.12)$$

На уровне второго отверстия установится равенство давления в кольцевом пространстве $p_{к0}$ и давления в подъемных трубах, создаваемого суммой давления газожидкостной смеси от устья до первого отверстия $p_{тр(1)}$ и гидростатического давления столба негазированной жидкости высотой L_2' от первого до второго отверстия $p_{ст(1)}$:

$$p_{к0} = p_{тр(1)} + p_{ст(1)} = p_{тр(1)} + L_2' \rho g, \quad (8.13)$$

откуда расстояние между первым и вторым отверстиями

$$L_2' = \frac{p_{к0} - p_{тр(1)}}{\rho g}. \quad (8.14)$$

Расстояние от устья до второго отверстия

$$L_2 = L_1 + L_2'. \quad (8.15)$$

Аналогично рассчитываем для третьего и последующих отверстий. С увеличением глубины расстояния между отверстиями уменьшаются: $L_1' > L_2' > L_3' > \dots L_i'$. Для гарантированного пуска скважины, т. е. для создания движения газа через отверстие (при равенстве давлений в трубах и кольцевом пространстве движения газа не будет), расчетные L_i' несколько уменьшают или фактическое число отверстий принимают на 10—15 % больше расчетного.

Трудности возникают при расчете давления в трубах на уровне любого отверстия $p_{тр(i)}$. Оно вычисляется по формулам работы газожидкостного подъемника на режиме нулевой подачи. Для этого необходимо знать расход газа, который определяется по формуле расхода при истечении газа через отверстие. Скорость истечения газа через отверстие принимается равной скорости звука, тогда отношение давлений в кольцевом пространстве и трубах равно критическому. Отсюда определяют диаметр отверстия, затем расход газа через отверстие и по нему $p_{тр(i)}$. Для упрощения расчетов используются графики.

Методика расчета расстановки пусковых отверстий в более точной постановке должна учитывать начальный перелив жидкости, поглощение жидкости пластом при $p_a > p_{пл}$ и приток в скважину при $p_a < p_{пл}$.

Разработано много других практических приемов преодоления трудностей, связанных с возникновением высоких пусковых давлений (последовательный допуск труб, предварительное понижение уровня жидкости в скважине путем поршневания или тартания желонкой и др.). Выбор того или другого метода должен определяться конкретными условиями и возможностями располагаемой техники.

Использование пусковых газлифтных клапанов

Современный основной метод снижения пусковых давлений — применение пусковых газлифтных клапанов. Главная особенность работы клапанов в отличие от отверстий заключается в том, что в момент поступления газа в подъемные трубы через каждый последующий клапан закрывается предыдущий. При работе скважины на заданном технологическом режиме газ подается в подъемные трубы через нижний рабочий газлифтный клапан (или башмак НКТ, рабочую муфту) при закрытых верхних пусковых клапанах. Возможность установки газлифтных клапанов вместо пусковых отверстий имеется только при одноурядной конструкции подъемника.

§ 8.5. ГАЗЛИФТНЫЕ КЛАПАНЫ, ИХ РАСЧЕТЫ И ТАРИРОВКА

Классификация газлифтных клапанов

В настоящее время известно много различных типов газлифтных клапанов. Их классифицируют по различным признакам.

1. По назначению различают пусковые и рабочие клапаны. Первые применяют для пуска газлифтных и освоения фонтанных скважин. Рабочие клапаны служат для подачи газа при нормальной работе, оптимизации режима работы скважины путем ступенчатого изменения глубины ввода газа в НКТ и периодической подачи газа в НКТ при периодической газлифтной эксплуатации.

2. По способу крепления к НКТ имеются клапаны: а) наружные (стационарные), которые крепят на колонне НКТ снаружи и для их замены или регулировки извлекают из скважины всю колонну НКТ (рис. 8.3 а, в, г); б) внутренние (съемные) — крепят внутри скважинных газлифтных камер, имеющих эллиптическое сечение (рис. 8.3, б); извлекают и устанавли-

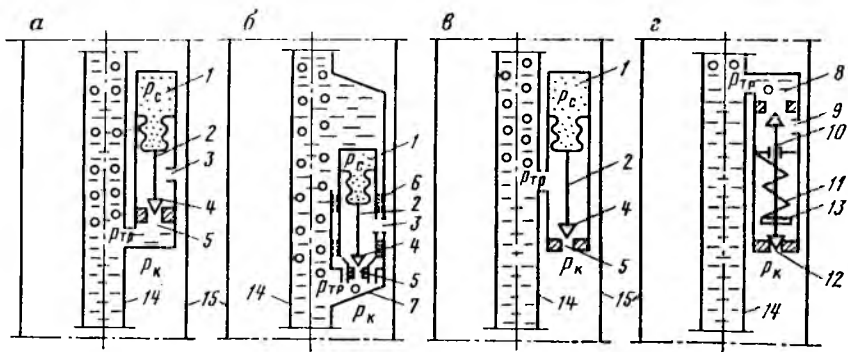


Рис. 8.3. Газлифтные клапаны:

1 — сильфонная камера; 2 — шток; 3 — отверстия для ввода газа в сильфонный клапан и в газлифтную камеру; 4 — клапан; 5 — штуцерное отверстие; 6 — сальник; 7 — скважинная газлифтная камера; 8 — основной (верхний) штуцер; 9 — отверстия для ввода газа в пружинный клапан; 10 — шток с двумя (верхней и нижней) клапанной головками; 11 — пружина; 12 — вспомогательный (нижний) штуцер; 13 — гайка; 14 — насосно-компрессорные трубы; 15 — эксплуатационная колонна

вают внутренние клапаны с помощью, так называемой, канатной техники.

3. По принципу действия выделяют клапаны: а) управляемые давлением либо газа в затрубном пространстве (см. рис. 8.3, а, б), либо жидкости в НКТ (см. рис. 8.3, в); б) дифференциальные, которые открываются и закрываются в зависимости от перепада давлений в затрубном пространстве и в НКТ на уровне клапана (см. рис. 8.3, г).

4. По конструктивному исполнению различают сильфонные (см. рис. 8.3, а, б, в) пружинные (см. рис. 8.3, г) и комбинированные клапаны. Сильфонные клапаны работают либо под действием давления в кольцевом (затрубном) пространстве p_k (рис. 8.3, а, б), либо — давления в трубах $p_{тр}$ (см. рис. 8.3, в). Их отличительный элемент — сильфонная камера 1, заряженная азотом до давления p_c . Так как p_c повышенное, то клапан нормально закрыт. Гофрированная стенка сильфона обеспечивает перемещение штока с клапанной головкой. Известны и клапаны других типов. В настоящее время на наших промыслах широко применяются сильфонные газлифтные клапаны, управляемые давлением газа.

Расчет и тарировка сильфонного клапана, управляемого давлением газа

В сильфонном клапане, управляемом давлением p_k (см. рис. 8.3, а, б), на сильфон всегда действует давление p_k . Расчет такого клапана сводится к следующему. При закрытом клапане на площадь сильфона f_c действует с одной стороны

давление p_k , а с другой — p_c ; на площадь клапана $f_{кл}$ — аналогично $p_{тр}$ и p_k . При сопоставлении действующих сил можно записать условие открытия клапана

$$p_{тр}f_k + p_k f_c \geq p_k f_{кл} + p_c f_c. \quad (8.16)$$

Отсюда давление в кольцевом пространстве открытия клапана

$$p_{кот} \geq p_c K_c - p_{тр} K_k, \quad (8.17)$$

где $K_c = f_c / (f_c - f_{кл})$ — конструктивный коэффициент сиффона; $K_k = f_{кл} / (f_c - f_{кл})$ — конструктивный коэффициент клапана, причем $K_c = f_c / (f_c - f_{кл}) = (f_c - f_{кл} + f_{кл}) / (f_c - f_{кл}) = 1 + f_{кл} / (f_c - f_{кл}) = 1 + K_k$.

При открытом клапане только на площадь сиффона действуют давления p_c и p_k . Клапан 3 находится в среде газа под давлением p_k перед штуцерным устройством. Тогда условие закрытия клапана

$$p_c \geq p_k. \quad (8.18)$$

Давление в кольцевом пространстве закрытия клапана

$$p_{к\text{ закр}} \leq p_c. \quad (8.19)$$

Сопоставим давления $p_{кот}$ и $p_{к\text{ закр}}$, приняв в соотношениях (8.17) и (8.19) знак равенства. Для этого подставим p_c из равенства (8.19) в равенство (8.17), т. е.

$$\begin{aligned} p_{кот} &= p_{к\text{ закр}} K_c - p_{тр} K_k = p_{к\text{ закр}} (1 + K_k) - p_{тр} K_k = \\ &= p_{к\text{ закр}} + K_k (p_{к\text{ закр}} - p_{тр}), \end{aligned} \quad (8.20)$$

откуда разница открывающего и закрывающего давлений

$$\Delta p_{кл} = p_{кот} - p_{к\text{ закр}} = K_k (p_{к\text{ закр}} - p_{тр}). \quad (8.21)$$

Для применяемых газлифтных клапанов диаметр штуцерного отверстия составляет 3—12 мм, а $K_k = 0,033—0,342$. Действительная величина K_k по сравнению с расчетной, определенной выше, без учета сил трения в клапане при движении газа меньше на 6—7 %. Из уравнения (8.21) следует, что $p_{кот} > p_{к\text{ закр}}$, а изменением давления газа в затрубном пространстве можно открывать или закрывать клапан, т. е. с момента начала подачи газа в затрубное пространство все клапаны открываются. После поступления газа через клапан давление $p_{тр}$ уменьшится, увеличивается перепад давления на клапане, расход газа через клапан растёт, снижётся давление p_k и клапан закрывается.

Надежность работы клапана в условиях скважины зависит от его зарядки азотом и последующей тарировки. Тарировка клапана проводится на тарировочном стенде при температуре 20 °С. На клапан действует атмосферное давление (клапан нормально закрыт), а для действия на сиффон внутри созда-

ется номинальное давление тарировки $p_{\text{ном}}$, т. е. внешнее давление, при котором клапан открывается при нормальной (20 °С) температуре (аналог $p_{\text{кот}}$). Тогда давление азота в сильфоне при температуре T в месте установки клапана согласно закону Шарля можно записать

$$p_c = p_{\text{сн}} \frac{T}{293} = p_{\text{сн}} K_t, \quad (8.22)$$

откуда давление зарядки сильфона при нормальной температуре (20 °С)

$$p_{\text{сн}} = p_c / K_t, \quad (8.23)$$

где $K_t = T/293$ — температурный коэффициент.

Для условий тарировки аналогично равенству (8.17) при избыточном давлении $p_{\text{тр}} = 0$ можно записать потребное номинальное давление тарировки

$$p_{\text{ном}} = p_{\text{сн}} K_c = \frac{p_c K_c}{K_t}. \quad (8.24)$$

Выражая произведение $p_c K_c$ из равенства (8.17), запишем номинальное давление тарировки

$$p_{\text{ном}} = \frac{p_{\text{кот}} + p_{\text{тр}} K_k}{K_t} \quad (8.25)$$

и с учетом уравнения (8.24) давление азота в сильфоне при условиях тарировки

$$p_{\text{сн}} = \frac{p_{\text{кот}} + p_{\text{тр}} K_k}{K_t K_c}. \quad (8.26)$$

Расчет сильфонного клапана, управляемого давлением смеси в трубах

В сильфонном клапане (см. рис. 8.3, з), управляемом давлением в подъемных трубах $p_{\text{тр}}$, на сильфон всегда действует давление $p_{\text{тр}}$. Тогда аналогично можно записать условия и давления соответственно открытия и закрытия клапана:

$$p_{\text{тр}} f_c + p_k f_{\text{кл}} \geq p_c f_c + p_{\text{тр}} f_{\text{кл}}; \quad (8.27)$$

$$p_{\text{тр}} \geq p_c K_c - p_k K_k; \quad (8.28)$$

$$p_c \geq p_{\text{тр}}; \quad (8.29)$$

$$p_{\text{тр}} \text{ закр} \leq p_c. \quad (8.30)$$

Расчет пружинного клапана

Пружинный газлифтный клапан (см. рис. 8.3, з) относится к дифференциальному типу. Отличительный элемент его — пружина *II*, которая держит шток прижатым к вспомогательному

(нижнему) штуцеру 12. При этом клапан нормально открыт. Расход газа через клапан (пропускная способность) регулируется числом или размером отверстий 9.

При открытом клапане на нижнюю клапанную головку действуют давления p_k , $p_{тр}$ и сила натяжения пружины F_n . Тогда можно записать условие закрытия клапана:

$$\Delta p_{закр} f_2 \geq F_n, \quad (8.31)$$

где $\Delta p_{закр} = p_k - p_{тр}$ — закрывающий перепад давления, f_2 — площадь сечения нижнего штуцера.

При закрытом клапане на верхнюю клапанную головку действуют p_k , $p_{тр}$ и F_n . Тогда аналогично имеем условие открытия клапана:

$$\Delta p_{от} f_1 < F_n, \quad (8.32)$$

где $\Delta p_{от} = p_k - p_{тр}$ — открывающий перепад давления; f_1 — площадь сечения верхнего штуцера.

Сопоставим эти условия по силе F_n :

$$\Delta p_{закр} > \Delta p_{от} \frac{f_1}{f_2}. \quad (8.33)$$

Так как $f_1 \gg f_2$, то $\Delta p_{закр} \gg \Delta p_{от}$. Величины $\Delta p_{закр}$ и $\Delta p_{от}$ можно регулировать изменением F_n и f_2 . Сила натяжения пружины F_n регулируется гайкой 13.

Комбинированные клапаны в качестве упругого элемента имеют сильфон и цилиндрическую пружину, воспринимающую на себя часть нагрузки. Это обеспечивает большую чувствительность клапана к изменениям давления при открытии и закрытии.

§ 8.6. РАСЧЕТ РАЗМЕЩЕНИЯ ПУСКОВЫХ ГАЗЛИФТНЫХ КЛАПАНОВ АНАЛИТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

Глубина установки первого верхнего клапана определяется аналогично глубине размещения первого пускового отверстия (см. § 8.4). Для пружинных клапанов дальнейший расчет ведется аналогично расчету размещения пусковых отверстий, причем в момент обнажения следующего клапана предыдущий закрывается. Клапаны регулируются натяжением пружины.

Для сильфонных клапанов, управляемых давлением закачиваемого газа в затрубном пространстве, дальнейший расчет ведется по формулам типа (8.15). Так как в момент открытия второго клапана первый закрывается, то можно записать для

этого момента уравнение баланса давлений в затрубном пространстве и трубах на уровне второго клапана в виде:

$$p_{\text{кзакр}(1)} = L_2' \rho g + L_1 \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_1 + p_2, \quad (8.34)$$

откуда

$$L_2' = \frac{p_{\text{кзакр}(1)} - \left[L_1 \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_1 + p_2 \right]}{\rho g}, \quad (8.35)$$

где $(\Delta p / \Delta L)_1$ — градиент давления газожидкостной смеси в колонне подъемных труб выше первого клапана (ввиду трудности определения его обычно принимают равным $0,2 \rho g$). Аналогично записывают для последующих клапанов. При этом принимают $p_{\text{кот}(1)} = p_{\text{к0}}$, $p_{\text{кзакр}(1)}$ рассчитывают по формуле регулировки с учетом $p_{\text{кот}(1)}$, $p_{\text{кзакр}(1)} = p_{\text{кот}(2)}$ и т. д., т. е. давление открытия каждого последующего клапана уменьшают таким образом, чтобы оно равнялось давлению закрытия предыдущего. Разницу давлений открытия клапанов устанавливают с целью создания условий их последовательного закрытия в процессе пуска. Для обеспечения ввода газа при нормальной работе только через один рабочий клапан давление его открытия должно быть меньше давления открытия последнего пускового клапана на 0,25 МПа и более.

Сильфонные клапаны, управляемые давлением в подъемных трубах, размещают согласно расчету по одному из двух методов. По первому методу все клапаны в рабочих условиях имеют одинаковое давление открытия $p_{\text{от}}$, которое выбирается равным 75 % рабочего (или пускового) давления или на 1,05—1,4 МПа меньше его. Расчет выполняется с учетом того, что пусковое давление скважины равно ее рабочему давлению. Предварительно определяют давление газа p_3 на забое по барометрической формуле и строят график линейного распределения давления газа по глубине скважины. Вычисляют первое приближение

$$L_2' = \frac{p_3 - p_{\text{от}}}{\rho g}, \quad (8.36)$$

а по формуле (8.15) — L_2 . Затем по графику устанавливают давление p_{L_2} на глубине L_2 , по формуле (8.36) при $p_3 = p_{L_2}$ находят второе (окончательное) приближение L_2' и по формуле (8.15) — L_2 . Аналогично определяют глубину размещения остальных клапанов, предварительно допуская равенство расстояний $L_{i-1}' = L_i'$ в качестве первого приближения.

По второму методу одинаковой для всех клапанов принимают разность $\Delta p_{\text{кл}}$ пускового $p_{\text{к0}}$ и открывающего давлений, равной 1,05—1,4 МПа или 25 % от рабочего давления p_r . Расстояние Δl между любыми клапанами (кроме первого) вычис-

ляют по формуле типа (8.36), где числитель заменяют на величину $\Delta p_1 = p_{к0} - 0,75 p_p$ или $\Delta p_1 = p_{к0} - p_p + (1,05 \div 1,4)$. Глубину установки клапана вычисляют по формуле типа (8.15).

§ 8.7. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗЛИФТНОГО ПОДЪЕМНИКА ПРИ УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОГО И НЕОГРАНИЧЕННОГО ОТБОРОВ ПО МЕТОДИКЕ А. П. КРЫЛОВА

Расчет включает определение длины L и диаметра d НКТ, расхода закачиваемого газа $V_{0\text{зак}}$ и давлений. Его выполняют при двух условиях: а) отбор жидкости из скважины ограниченный; это означает, что известен дебит Q по жидкости, забойное давление p_z , расход притекающего газа V_r ; причины возможного ограничения рассмотрены в § 5.6, отметим только, что дебит задается проектом разработки; б) отбор жидкости из скважины неограниченный, т. е. дополнительно подлежат определению Q , p_z и V_r .

Отбор жидкости ограничен

Заданный отбор разумно обеспечивать на оптимальном режиме, при котором удельный расход принимает минимальное значение $R_{0\text{опт}}$. При этом $R_{0\text{опт}}$ тем меньше, чем больше давление p_1 у башмака труб, которое вследствие потерь в линии газоподдачи обычно на 0,3—0,4 МПа меньше рабочего давления p_p закачки газа. Отсюда основное требование — наиболее полное использование p_p . Тогда при заданном p_z длину подъемных труб (глубина ввода газа при использовании рабочего газлифтного клапана) можно записать (см. рис. 8.1):

$$L = H - \frac{p_z - p_1}{\rho_{\text{см}} g}, \quad (8.37)$$

где $\rho_{\text{см}}$ — плотность смеси нефти, воды и газа в зоне от башмака до забоя (средняя арифметическая величина значений для условий башмака и забоя). При $p_z \simeq p_1$ трубы устанавливают на 20—30 м выше верхних отверстий фильтра, чтобы закачиваемый газ не мешал нормальному притоку нефти или не поступал в продуктивный пласт вверх по его восстанию.

Затем определяют: а) диаметр труб по формуле А. П. Крылова при оптимальном режиме (7.25); б) удельный расход газа $R_{0\text{опт}}$ по формуле (6.22); в) удельный расход закачиваемого газа

$$R_{0\text{зак}} = R_{0\text{опт}} - G_{\text{эф}} = R_{0\text{опт}} - \left[G_0 - \alpha_p \left(\frac{p_1 + p_z}{2} - p_0 \right) \right] (1 - n_b); \quad (8.38)$$

г) расход закачиваемого газа

$$V_{0\text{зак}} = R_{0\text{зак}} Q, \quad (8.39)$$

где p_2 — давление на выкиде, определяемое из условий сбора и подготовки продукции; p_0 — атмосферное давление; n_b — заданная обводненность продукции (по проекту разработки).

Если расчетный диаметр d не совпадает со стандартным диаметром НКТ, то принимают ближайший меньший стандартный. Тогда подъемник будет работать в области между оптимальным и максимальным режимами (см. рис. 6.3).

При больших дебитах может оказаться, что НКТ диаметром d невозможно спустить в данную эксплуатационную колонну. Тогда для обеспечения заданного отбора рекомендуется запроектировать эксплуатацию скважины на максимальном режиме, приняв наибольший диаметр НКТ d_1 , который можно опустить в данную эксплуатационную колонну. Если и в этом случае не обеспечивается заданный отбор, то следует переходить на центральную систему подъемника. В первом случае, задавшись d_1 , по формуле (6.16) вычисляют $Q_{\max}$. Если $Q_{\max} \simeq Q$, то по формуле (6.21) определяют $R_{0 \max}$ и уточняют

$$R_{0 \text{ зак}} = R_{0 \max} - G_{\text{эф}}. \quad (8.40)$$

Если $Q_{\max} > Q$, то фактический режим работы скважины находится между максимальным и оптимальным режимами. Тогда для этого же диаметра d_1 , дополнительно находят $Q_{\text{опт}}$, $V_{0 \max}$, $V_{0 \text{ опт}}$ по формулам (6.17), (6.19), (6.20) и, построив по двум точкам часть кривой лифтирования $Q(V_0)$, графически оценивают потребный общий расход газа V_0 , а расход закачиваемого газа

$$V_{0 \text{ зак}} = V_0 - G_{\text{эф}}Q. \quad (8.41)$$

Во втором случае ($Q_{\max} < Q$) при переходе на центральную систему подъемника определяют по формуле (7.25) при оптимальном режиме эквивалентный затрубному пространству диаметр d_Q . Затем из эмпирической формулы

$$d_Q = D - \frac{d_r + 25,4}{2} \quad (8.42)$$

находят диаметр труб линии газоподачи d_r (в мм), где D — внутренний диаметр эксплуатационной колонны. Чем меньше диаметр НКТ (линии газоподачи), тем больше пропускная способность затрубного пространства для смеси, однако тем больше потери давления газа на трение. Поэтому для каждого диаметра D существует следующий минимальный допустимый внутренний диаметр НКТ:

D , мм	203	178	153	127
$d_r \text{ min}$, мм	76	63	51	38

Если $d_r \geq d_{r \min}$, то для дальнейшего расчета $R_{0 \text{ опт}}$, $R_{0 \text{ зак}}$, $V_{0 \text{ зак}}$ предварительно определяют используемый в формуле для $R_{0 \text{ опт}}$ эквивалентный расчетный диаметр

$$d_R = (D - d_r)/2. \quad (8.43)$$

Если $d_r < d_{r \min}$, то дальнейший расчет выполняют для центральной системы, но уже при максимальном режиме, приняв диаметр ИКТ, равным $d_{r \min}$. Тогда по формуле (8.42) вычисляют d_Q' и затем $Q_{\max}$. Далее аналогично первому случаю сопоставляют Q и $Q_{\max}$: а) при $Q \simeq Q_{\max}$ по формуле (8.43) определяют d_R' , а затем $R_{0 \max}$, $R_{0 \text{ зак}}$, $V_{0 \text{ зак}}$; б) при $Q_{\max} > Q$ графически оценивают V_0 и по формуле (8.41) рассчитывают $V_{0 \text{ зак}}$, причем в формуле для $V_{0 \max}$ вместо $d^{2.5}$ принимают $(d_Q')^3/(d_R')^{0.5}$; в) при $Q_{\max} < Q$ заключают, что из данной скважины практически можно обеспечить только отбор $Q_{\max}$, вычисляют d_R' , $R_{0 \max}$, $R_{0 \text{ зак}}$, $V_{0 \text{ зак}}$.

Отбор жидкости не ограничен

Поскольку отбор жидкости из пласта не ограничивается, то основное требование расчета заключается в достижении возможно большего дебита скважины Q или наименьшего давления p_3 , которое достигается, как это следует из формулы (8.37), при спуске труб до забоя. Тогда трубы устанавливают на 20—30 м выше верхних отверстий фильтра. Понятно, что $p_1 \simeq p_3$. При данном условии ограничения отбора могут быть вызваны либо экономическими, либо техническими причинами: а) ограничен удельный расход закачиваемого газа, т. е., исходя из экономических соображений, задан допустимый удельный расход $R_{0 \text{ доп}}$; б) ограничена пропускная способность подъемника.

В первом случае неизвестны p_3 и d . Для их определения можно составить систему двух уравнений, принимая режим работы оптимальным:

$$\left. \begin{aligned} R_{0 \text{ доп}} + G_{\text{эф}} &= R_{0 \text{ опт}} \\ Q_{\text{пл}} &= Q_{\text{опт}} \end{aligned} \right\} \quad (8.44)$$

или в развернутом виде

$$\left. \begin{aligned} R_{0 \text{ доп}} + \left[G_0 - \alpha_p \left(\frac{p_1 + p_2}{2} - p_0 \right) \right] (1 - n_a) &= \\ = \frac{0,282 L \rho g [L \rho g - (p_1 - p_2)]}{d^{0.5} (p_1 - p_2) p_0 \ln \frac{p_1}{p_2}}; \\ K_0 (p_{\text{пл}} - p_3)^n &= \frac{55 d^3 (p_1 - p_2)^{1.5} [L \rho g - (p_1 - p_2)]}{(L \rho g)^{2.5}}, \end{aligned} \right\} \quad (8.45)$$

где $Q_{\text{пл}}$, $Q_{\text{опт}}$ — дебит скважины соответственно по уравнению притока и по формуле оптимальной подачи. Так как $p_1 \simeq p_3$, то выражая из первого уравнения d и подставляя во второе, находят p_3 , затем по уравнению притока — дебит скважины, а расход газа по уравнению

$$V_{0 \text{ зак}} = R_{0 \text{ доп}} Q. \quad (8.46)$$

Диаметр мало влияет на p_3 , поэтому обычно сначала задаются $d=63$ мм, из первого уравнения определяют p_3 , по уравнению притока вычисляют дебит, а по нему с использованием формулы (7.25) — диаметр d . Для глубоких скважин может оказаться, что располагаемое рабочее давление p_p и соответственно $p_1 < p_3$, тогда L выражают по формуле (8.37) как при ограниченном отборе и подставляют в уравнения системы (8.45).

Если расчетный диаметр НКТ d окажется больше максимально возможного диаметра для данной эксплуатационной колонны или удельный расход закачиваемого газа не ограничен, то расчет ведут для центральной системы подъемника. В первом случае принимают $d=d_Q$ и из формулы (8.42) находят d_r . Если $d_r \geq d_{\text{min}}$, то подъемник будет работать при центральной системе на оптимальном режиме. Если $d_r < d_{r \text{ min}}$, то подъемник не может пропустить дебита, определенного при оптимальном режиме из условия заданного $R_{0 \text{ доп}}$. Во втором случае, а также при $d_r < d_{r \text{ min}}$ задаются значением диаметра труб $d_{r \text{ min}}$, по формуле (8.42) определяют эквивалентный диаметр d_Q . Забойное давление p_3 устанавливают по условию совместной согласованной работы пласта и газлифтного подъемника при максимальном режиме:

$$Q_{\text{пл}} = Q_{\text{max}} \quad (8.47)$$

или

$$K_0 (p_{\text{пл}} - p_3)^n = \frac{55d^3 (p_1 - p_2)^{1.5}}{(L\rho g)^{1.5}}. \quad (8.48)$$

Длину труб L выражают по формуле (8.37) и подставляют в уравнение (8.48). Это необходимо для согласования располагаемого давления p_p с давлением p_1 . При возможности принимают $p_1 = p_3$. Дальше определяют дебит по уравнению притока, d_R по формуле (8.43), $R_{0 \text{ max}}$, $R_{0 \text{ зак}}$ и $V_{0 \text{ зак}}$ по соответствующим формулам. Если отбор жидкости по затрубному пространству недопустим (например, происходит отложение парафина в стволе), то ограничиваются только кольцевой системой подъемника.

Пример. Рассчитать газлифтный подъемник при заданных величинах: $Q=120$ м³/сут; $p_p=6,5$ МПа; $p_3=7$ МПа; $p_2=0,8$ МПа; $H=2000$ м; $p_n=6$ МПа; $G_0=80$ м³/м³; $\alpha_p=10^{-5}$ Па⁻¹; $n_s=0,6$; $\rho=840$ кг/м³.

Решение. Вычисляем: $p_1 = 6,5 - 0,3 = 6,2$ МПа;

$$L = 2000 - \frac{(7 - 6,2) \cdot 10^6}{840 \cdot 9,81} = 1903 \text{ м};$$

$$d = 0,263 \sqrt{\frac{1903 \cdot 840 \cdot 9,81}{(6,2 - 0,8) 10^6}} \sqrt[3]{\frac{120 \cdot 1903 \cdot 840 \cdot 9,81}{86400 [1903 \cdot 840 \cdot 9,81 - (6,2 - 0,8) 10^6]}} =$$

$$= 0,0576 \text{ м (принимая } d = 0,0503 \text{ м);}$$

$$\varepsilon = \frac{(6,2 - 0,8) \cdot 10^6}{1903 \cdot 840 \cdot 9,81} = 0,344;$$

$$R_{0\text{ опт}} = \frac{0,282 \cdot 1903 \cdot 840 \cdot 9,81 (1 - 0,344)}{0,0503^{0,5} \cdot 0,344 \cdot 10^5 \ln \frac{6,2}{0,8}} = 183,6 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$R_{0\text{ зак}} = 183,6 - \left[80 - 10^{-5} \left(\frac{6,2 + 0,8}{2} - 0,1 \right) 10^6 \right] = 137,6 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$V_{0\text{ зак}} = 137,6 \cdot 120 = 16512 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

§ 8.8. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗЛИФТНОГО ПОДЪЕМНИКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КРИВЫХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ВДОЛЬ ЛИФТА

Данный расчет в отличие от предыдущего позволяет учесть особенности потока и изменение свойств газожидкостной смеси вдоль ствола скважины, а также минимизировать расход подаваемой в скважину энергии.

Для выполнения расчета должны быть известны следующие данные: условия притока флюидов (дебит скважины Q , обводненность n_v , газовый фактор G_o , забойное p_z и пластовое $p_{пл}$ давления, коэффициент продуктивности или уравнение притока); давление на выкиде p_2 ; свойства флюидов; средняя температура в скважине; глубина H скважины и диаметр эксплуатационной колонны.

В результате расчета требуется определить глубину L ввода газа (длину подъемных труб); диаметр d подъемных труб; расход закачиваемого газа $V_{0\text{ зак}}$; рабочее давление p_r закачки газа. Расчет сводится к перебору различных вариантов сочетания значений подлежащих определению величин, часть из которых задается, а также к графическим построениям кривых распределения давления.

Построение кривых распределения давления

Исходя из реальных возможностей или технологических соображений задаются диаметром d подъемных труб (НКТ) и удельным расходом $R_{0\text{ зак}}$ закачиваемого газа. В зависимости

от дебита скважины рекомендуют следующие внутренние диаметры подъемных труб:

Q , м ³ /сут	20—50	50—70	70—250	250—350	Более 350
d , мм	40,3	50,3	62	76	88,6

Задаются также способом ввода газа в НКТ (через башмак или через рабочий газлифтный клапан). При вводе газа через башмак длина НКТ равняется глубине ввода газа. Если возникает необходимость спуска НКТ до забоя, то газ вводят через газлифтный клапан. Определяют глубину ввода газа L и рабочее давление p_p . Для этого строят кривую распределения давления $p(z)$ в обсадной колонне или в НКТ (если трубы спущены до забоя) по любой методике расчета (см. § 6.5), начиная от давления p_3 шагами по принципу «снизу вверх», а также кривую распределения давления в НКТ с учетом закачиваемого газа, начиная от давления p_2 шагами по принципу «сверху вниз». Затем обе кривые $p(z)$ совмещаются на одном графике. Точка их пересечения (рис. 8.4) дает глубину ввода газа L и давление у башмака (в точке ввода газа) p_1 . Рабочее давление p_p рассчитывают либо по формуле Адамова, либо по барометрической формуле (без учета потерь давления на трение газа).

Дальше задаются другими значениями $R_{0 \text{ зак}}$ и аналогично определяют соответствующие им L , p_1 и p_p (см. рис. 8.4). Такие же расчеты и построения могут выполняться для других заданных диаметров НКТ. Тогда выбирают наиболее подходящие или оптимальные условия (режимы) работы. Оптимальным режимом можно считать режим, характеризующийся минимумом удельной, подаваемой в скважину энергии, приходящейся на единицу расхода жидкости (более точно процесс расширения газа следует считать политропическим)

$$E_{\text{зак}} = R_{0 \text{ зак}} p_0 \ln \frac{p_1}{p_2} \quad (8.49)$$

или, считая газ реальным,

$$E_{\text{зак}} = \frac{R_{0 \text{ зак}} p_0 z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}}{T_0} \ln \frac{p_1}{p_2}, \quad (8.50)$$

где $z_{\text{ср}}$ — коэффициент сверхсжимаемости газа, определенный при средней температуре в скважине $T_{\text{ср}}$ и среднем давлении $p_{\text{ср}} = (p_1 + p_2)/2$.

Использование номограмм распределения давления

При многократном повторении (для многих скважин) расчеты можно сократить использованием номограмм распределения давления (рис. 8.5), рассчитанных с учетом свойств жидкостей

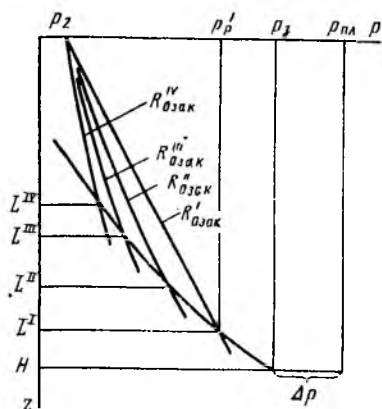


Рис. 8.4. Кривые распределения давления вдоль ствола газлифтной скважины

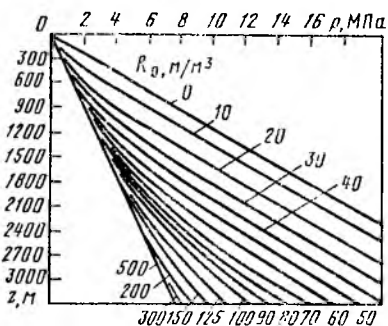


Рис. 8.5. Пример номограммы распределения давления вдоль ствола скважины при различных удельных расходах газа R_0 .

Внутренний диаметр труб 73 мм, дебит нефти 1272 м³/сут при отсутствии воды, плотность нефти 850 кг/м³, относительная плотность газа 0,65

и газа данного месторождения, средней температуры потока, разных дебитов, обводненности, различных диаметров труб. Крайняя правая кривая номограммы ($R_0=0$) соответствует профилю давления потока негазированной жидкости, а крайняя левая — профилю давления с минимальным градиентом. При увеличении выше указанного значения для данной глубины градиент давления возрастает и профиль давления смещается вправо. Поэтому расчет кривой распределения давления следует ограничивать профилем с минимальным градиентом. Порядок расчета с использованием номограмм следующий: а) задаются рядом значений диаметров НКТ; б) на кальке в масштабе номограммы наносятся оси давления и глубины, отмечаются глубина скважины H , давления $p_{пл}$, p_3 и p_2 ; в) калька накладывается на номограмму (для данного дебита, обводненности и диаметра труб — НКТ или обсадной колонны) так, чтобы оси глубин совпали, и перемещается по оси глубин таким образом, чтобы точка (p_3 ; H) совместилась с кривой $R_0=G_{эф}$, где $G_{эф}$ — пластовый газовый фактор с учетом обводнения продукции; эта кривая переносится на кальку (если такой кривой на номограмме нет, то она интерполируется); получается первая кривая $p(z)$ (см. выше); г) снова калька аналогично накладывается на номограмму (для данного дебита, обводненности и диаметра НКТ) и перемещается вдоль оси глубин так, чтобы точка (p_2 ; 0) последовательно совмещалась с кривыми $R_0>G_{эф}$; эти кривые переносятся на кальку; получается ряд вторых кривых $p(z)$; д) точки пересечения кривых $p(z)$ дают совокупность значений L , p_p , $R_{0\text{ зак}}=R_0-G_{эф}$, которые определяют возможные режимы

работы газлифтной скважины; с) аналогично повторяются определения для других диаметров НКТ; ж) выбираются условия работы скважины, например, такие, которые соответствуют наименьшему значению $R_{0\text{ зак}}$. Если газлифтных скважин много, то составляется таблица зависимости диаметра НКТ от дебита скважины.

§ 8.9. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КРИВЫХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА РАБОЧЕГО И ПУСКОВЫХ ГАЗЛИФТНЫХ КЛАПАНОВ

Эта методика по сравнению с аналитическим расчетом позволяет учесть большее количество факторов, влияющих на размещение клапанов.

Для этого необходимо иметь: а) номограмму (см. рис. 8.5) распределения давления $p(z)$ для условий данной скважины; б) кальку с нанесенными осями давления и глубины в том же масштабе, что и на номограмме $p(z)$. Для лучшего понимания методики выделим отдельные расчеты.

Предварительные определения и построения

На кальке наносят глубину скважины H , давления $p_{\text{пл}}$, p_3 , p_2 , рабочее давление газа в кольцевом пространстве на устье скважины $p_{\text{ко}}$ и температуру на устье T_2 , проводя ось температур (рис. 8.6).

Из точки $p_{\text{пл}}$ проводят прямую 1 распределения гидростатического давления в неработающей скважине, уклон которой определяется плотностью жидкости. Пересечение прямой 1 с осью глубин указывает расстояние от устья до статического уровня $h_{\text{ст}}^1$.

Из точки p_3 проводят кривую 2 распределения давления от забоя вверх по колонне НКТ или по обсадной колонне (если трубы спущены практически только до глубины установки рабочего клапана), для чего, совмещая кальку с номограммой, накладывают точку p_3 на кривую $p(z)$ с $R_0 = G_{\text{эф}}$. Также из точки p_3 проводят кривую 3 гидродинамического давления потока негазированной жидкости (кривая с параметром $R_0 = 0$). Уклон ее отличается от уклона прямой 1 на значение градиента давления на трение.

Из точки p_2 проводят кривую 4 минимального градиента давления ($R_0 = \text{max}$), для чего накладывают точку p_2 на кривую $p(z)$ с $R_0 = \text{max}$ (левая огибающая кривая) при совпадении осей глубин на кальке и номограмме.

Из точки T_2 проводят кривую 5 изменения температуры по стволу скважины (см. § 6.5).

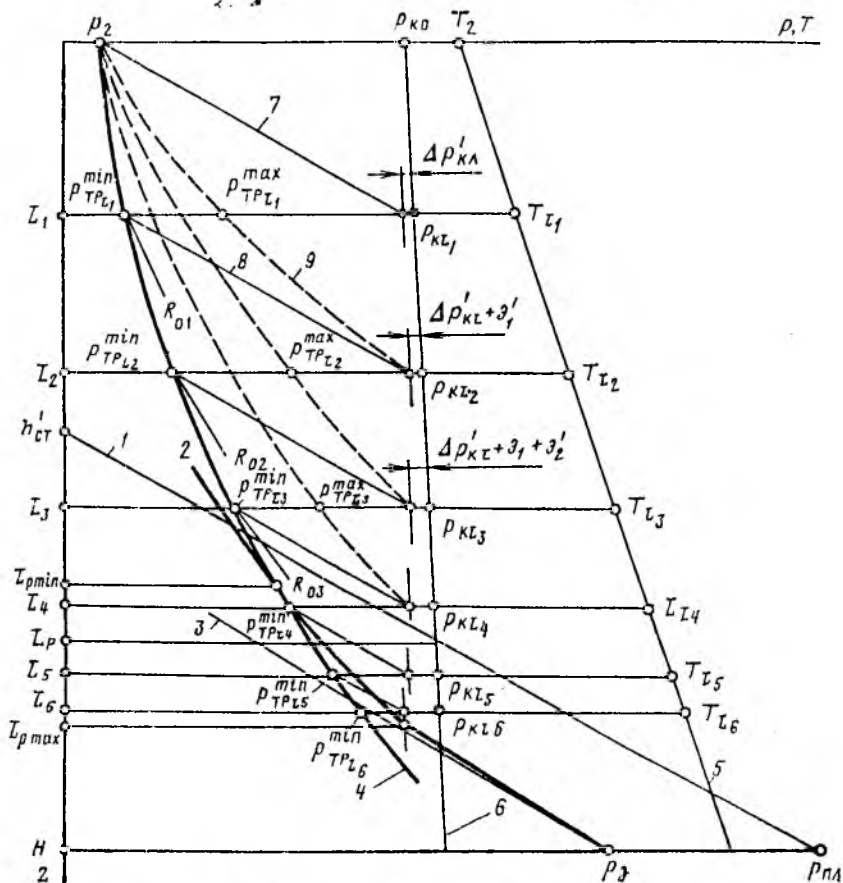


Рис. 8.6. Графический расчет глубины установки газлифтных клапанов

Из точки $p_{к0}$ проводят кривую 6 (можно ограничиться прямой) изменения давления газа в кольцевом (затрубном) пространстве по барометрической формуле

$$p_k(z) = p_{к0} e^{\frac{0,03415 \bar{\rho}_r z}{z_r T_{cp}}} \quad (8.51)$$

где $\bar{\rho}_r$ — относительная плотность газа (по воздуху); T_{cp} — средняя температура газа (для ее расчета используется кривая 5 распределения температуры по стволу); z_r — средний коэффициент сверхсжимаемости газа при средних давлении и температуре, определяемых методом последовательных приближений.

От принципа действия пусковых клапанов несколько зависит процесс пуска скважины. Рассмотрим процесс пуска с использо-

ванием наиболее распространенных сильфонных клапанов, управляемых давлением газа в кольцевом пространстве (см. рис. 8.3, *а* или *б*). Их особенность заключается в том, что после начала подачи газа в кольцевое пространство все клапаны в скважине открываются. На линии газоподачи у устья скважины или в газораспределительной будке устанавливают регулируемый штуцер. По мере ввода газа через последующий клапан для того, чтобы предыдущие (вышележащие) клапаны оставались закрытыми, давление газа в кольцевом пространстве ступенчато снижают. Давление открытия последующего клапана меньше давления открытия каждого предыдущего (вышележащего).

Расчет клапанов включает определение глубины их установки, расхода газа через каждый клапан, диаметра отверстия седла клапана, типоразмеров и параметров тарировки.

Расчет первого верхнего пускового клапана

Расчет глубины установки первого клапана L_1 целесообразнее выполнять аналитическим методом по формуле (8.11) или (8.12) для глубины установки первого пускового отверстия. Величину L_1 можно установить также графически. Для этого определяют расстояние от устья до приведенного уровня жидкости в НКТ после подачи газа в кольцевое пространство

$$h_{\text{пр}} = (h'_{\text{ст}} + L'_1) - h_1, \quad (8.52)$$

где L_1' — снижение уровня жидкости в кольцевом пространстве ниже статического уровня, определяемое из формулы пускового давления (8.10); $h_1 = (p_{\text{кн}} - p_2) / (\rho g)$ — повышение уровня жидкости в НКТ над сниженным уровнем в кольцевом пространстве.

При пуске скважины забойное давление сначала больше $p_{\text{пл}}$, а затем меньше, т. е. отмечают поглощение жидкости пластом и приток из пласта, что вносит изменения в размещение клапанов. Если пуск осуществляется подачей газа от компрессорной станции, то допустимо принять отсутствие поглощения при расчете $h_{\text{пр}}$ (при большом расходе газа продавка уровня кратковременна и за это время пласт поглощает очень малый объем жидкости). Поглощение обуславливает увеличение значения L_1 . Отметим, что приток также учитывается с запасом, поскольку расход газа через каждый клапан ниже рассчитывается по дебиту скважины при нормальной работе. Если $h_{\text{пр}} < 0$, то происходит перелив жидкости. Величина L_1 определяется как глубина, соответствующая положению точки пересечения прямой 7, проведенной из точки $(p_2; 0)$ параллельно прямой 1, с кривой, отстоящей от кривой 6 на величину $\Delta p_{\text{кл}}' \approx 0,3$ МПа (см. рис. 8.6). Начальный перепад давления $\Delta p_{\text{кл}}'$ обеспечивает воз-

возможность поступления газа из кольцевого пространства в НКТ, определяется глубиной установки клапана и принимается ориентировочно. Если $h_{\text{пр}} > 0$ (перелив жидкости отсутствует), то уровень в НКТ находится ниже устья и построение прямой 7 начинают тогда не из точки $(p_2; 0)$, а из точки $(p_2; h_{\text{пр}})$.

Построив горизонталь на уровне L_1 , в точках пересечения ее с линиями 4 и 6 определяют давление газа в кольцевом пространстве на уровне первого клапана $p_{\kappa L_1}$ и минимальное давление смеси в колонне НКТ на этом же уровне $p_{\text{тр} L_1}^{\text{min}}$ (см. рис. 8.6). По ближайшей снизу от точки давления $p_{\text{тр} L_1}^{\text{min}}$ кривой, отходящей от кривой минимального градиента, устанавливают удельный расход газа R_{01} (см. рис. 8.6, кривая R_{01}). Тогда минимальный расход газа через первый пусковой клапан (для достижения минимального градиента давления в колонне НКТ выше этого клапана)

$$V_{01} = R_{01}Q, \quad (8.53)$$

где Q — дебит скважины по жидкости при нормальной работе.

Температуру газа в затрубном пространстве на уровне первого клапана T_{L_1} определяют в точке пересечения горизонтали L_1 с кривой 5.

Диаметр отверстия седла клапана d_{c1} либо вычисляют с использованием формулы политропического истечения идеального газа через штуцер, либо находят по номограмме. За давление на входе принимается $p_{\kappa L_1}$, а на выходе $p_{\text{тр} L_1}^{\text{min}}$. Номограмма построена для газа с относительной плотностью ρ_r по воздуху, равной 0,65, при температуре T , равной 288,8 К. Для других условий при расчете диаметра расход газа V_{01} умножают на поправочный коэффициент

$$K_{\pi} = 0,0731 \sqrt{\rho_r T}. \quad (8.54)$$

По диаметру отверстия седла выбирают типоразмер клапана, принимая клапан с ближайшим большим отверстием седла. Определяют тарировочные параметры клапана:

давление в его сильфоне (давление закрытия) на глубине установки клапана, найденной из формулы (8.17), по уравнению:

$$p_{c1} = \frac{p_{\kappa L_1} + p_{\text{тр} L_1}^{\text{min}} K_{\kappa 1}}{1 + K_{\kappa 1}}; \quad (8.55)$$

Температурный коэффициент K_{t1} по температуре T_{L_1} ; давление зарядки сильфона $p_{\text{сн}}$ по формуле (8.26) и номинальное давление тарировки $p_{\text{ном1}}$ по формуле (8.24).

Расчет второго пускового клапана

Глубину установки второго клапана L_2 определяют ординатой точки пересечения прямой 8, проведенной из точки $p_{\text{тр } L_1}^{\min}$ параллельно кривой 3, с кривой, отстоящей от кривой 6 на удалении вдоль абсциссы $\Delta p_2 = \Delta p_{\text{кл}} + \mathcal{E}_1$, где $\mathcal{E}_1 = 0,1$ МПа — принимаемое априорно снижение давления газа в затрубном пространстве на устье, предотвращающее открытие первого клапана в момент поступления газа через второй клапан, приблизительно равное так называемому трубному эффекту первого клапана $\mathcal{E}_1$ ($\mathcal{E}_1 \approx \mathcal{E}_1'$).

В момент поступления газа через второй клапан в НКТ устанавливается профиль давления, соответствующий пунктирной кривой 9. Для ее построения, наложив кальку на номограмму и обеспечив параллельность осей, перемещением кальки добиваются того, чтобы точка p_2 лежала на кривой 4 номограммы, а одна из линий с некоторым R_0 проходила через точку $(p_{\text{к } L_2} - \Delta p_2)$. По точке пересечения кривой 9 с горизонталью L_1 находим давление $p_{\text{тр } L_1}^{\max}$, которое устанавливается в трубах на уровне первого клапана в момент подачи газа через второй клапан. Тогда трубный эффект первого клапана рассчитывают по формуле

$$\mathcal{E}_1 = (p_{\text{тр } L_1}^{\max} - p_{\text{тр } L_1}^{\min}) / K_{\text{к1}}, \quad (8.56)$$

где $K_{\text{к1}}$ — коэффициент клапана (первого). Отсюда видно, что для определения $\mathcal{E}_1$ необходимо знать L_2 и наоборот. Поэтому в силу такой неопределенности задаются перепадом давления на втором клапане Δp_2 заданного большим $\mathcal{E}_1$. Тем самым предотвращается открытие первого клапана и обеспечивается возможность поступления газа из кольцевого пространства в НКТ через второй клапан. Обычно трубный эффект пусковых газлифтных клапанов редко превышает 0,1 МПа. Необходимость учета трубного эффекта объясняется следующим. При поступлении газа через первый клапан жидкость выбрасывается из НКТ и градиент давления смеси в трубах уменьшается от максимального значения (прямая 7) до минимального (кривая 4). Перепад давления на клапане увеличивается от $\Delta p_{\text{кл}}$ до $(p_{\text{к } L_1} - p_{\text{тр } L_1}^{\min})$. Соответственно увеличивается расход газа до максимального значения V_{01} и уменьшается давление газа в кольцевом пространстве до давления закрытия первого клапана. Клапан закрывается. Уменьшение давления газа в кольцевом пространстве достигается тем, что газ подается через регулируемый штуцер, установленный у устья или на газораспределительном пункте.

После закрытия первого клапана давление газа в кольцевом пространстве увеличивается, уровень жидкости там снижается. Давление открытия второго клапана задается меньшим давле-

ния открытия первого клапана, и второй клапан открывается. Газ начинает поступать через второй клапан и устанавливается градиент давления, соответствующий кривой 9. В это время на уровне первого клапана давление повышается от $p_{\text{тр}L_1}^{\min}$ до $p_{\text{тр}L_1}^{\max}$, что может привести к открытию первого клапана. Для того, чтобы первый клапан был закрыт при подаче газа через второй, давление закачиваемого газа снижают на величину трубного эффекта первого клапана.

Аналогично расчету первого клапана определяют остальные параметры: p_{KL_2} , $p_{\text{тр}L_2}^{\min}$, R_{02} , V_{02} , T_{L_2} , d_{c2} , p_{c2} , K_{f2} , $p_{сн2}$, $p_{ном2}$, причем за давление на входе в клапан (давление открытия) принимается значение $(p_{KL_2} - \mathcal{E}_1)$.

Расчет следующих пусковых и рабочего газлифтных клапанов

Расчеты следующих пусковых клапанов выполняются аналогично. За давление на входе в n -й клапан принимается значение $\left(p_{KL_n} - \sum_{i=1}^{n-1} \mathcal{E}_i\right)$. Расчет выполняют до тех пор, пока глубина установки n -го пускового клапана не превысит глубину установки рабочего клапана L_p . Расчет прекращают на $(n-1)$ -м пусковом клапане.

Минимальная глубина установки рабочего клапана $L_{p \min}$ определяется ординатой точки пересечения кривых 2 и 4, а максимальная глубина установки рабочего клапана $L_{p \max}$ — ординатой точки пересечения кривой 4 с кривой, проведенной параллельно кривой 6 на удалении вдоль абсциссы $\Delta p_n - p_{KL_2} -$

$-\Delta p_{\text{кл}} - \sum_{i=1}^{n-1} \mathcal{E}_i$. Если глубина L_p не рассчитана из условий оптимального режима (см. § 8.8), то при наличии достаточно большого давления закачки газа с целью уменьшения удельного расхода глубину установки рабочего клапана можно принять $L_{p \max}$.

Рабочее давление закачки газа принимают ниже давления закрытия пусковых клапанов, приведенного к устью скважины.

Расчет выполнен для случая, когда газ подается из рабочей газовой линии. Если рабочее давление меньше принятого $p_{\text{кю}}$, то максимальная глубина установки рабочего клапана определяется пересечением линии этого давления в скважине с кривой 2. Для пуска скважины при рабочем давлении требуется установка большего числа пусковых клапанов, однако отпадает необходимость в строительстве пусковых газопроводов или применения пусковых компрессоров.

Учет $\Delta p_{\text{кл}}^1$ и $\mathcal{E}_i$ приводит к увеличению числа пусковых клапанов (приблизительно на 10 %), что обеспечивает надежность системы пуска.

§ 8.10. ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН. СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ

Оборудование газлифтных скважин

Оборудование газлифтных скважин аналогично оборудованию фонтанных. На устье устанавливается упрощенная фонтанная арматура, обвязка которой позволяет подавать газ в затрубное пространство и НКТ.

В настоящее время используются комплектные газлифтные установки для непрерывного компрессорного газлифта типа Л и для наклонно направленных скважин типа ЛН. Например, Л-60Б-210, где 60 — условный диаметр колонны подъемных труб, мм (60; 73; 89 мм); Б — условный наружный диаметр газлифтных клапанов (А, Б, В — соответственно диаметры 38, 25 и 20 мм); 210 — рабочее давление, умноженное на 0,1 МПа. Эти установки обеспечивают автоматический пуск и освоение скважин, стабильную работу в заданном режиме, возможность перехода с фонтанной эксплуатации на газлифтную без подъема НКТ и возможность спуска в НКТ до забоя любого технологического оборудования (манометры и др.).

Установки типа Л включают: а) устьевое оборудование — фонтанную арматуру АФК 3а-65-210; б) скважинное оборудование — НКТ (один ряд); скважинные газлифтные камеры типа К; газлифтные клапаны типа Г с фиксаторами; гидромеханический пакер ПН-ЯГМ и приемный клапан. В установках типа ЛН смонтированы другие скважинные камеры (типа КТ). Для уплотнения клапана предусмотрены в кармане верхняя и нижняя посадочные поверхности, а для входа закачиваемого газа — перепускные отверстия. При ремонтных работах в кармане устанавливается циркуляционная пробка, а при необходимости заглушить перепускные отверстия — глухая пробка. В камере клапан фиксируется в расточке кармана кулачковым фиксатором, подпружиненной втулкой или фиксирующей цапгой, предусмотренной в самом клапане. Широко применяются сильфонные газлифтные клапаны типа Г, например, Г-38, Г-38Р, где цифра указывает условный наружный диаметр клапана (в мм), буква Р — рабочий клапан (без буквы Р — пусковой). Для регулирования режима закачки газа предусмотрены сменные дроссели, а для герметизации клапана в кармане — манжеты. Газлифтный клапан включает в себя обратный клапан, предназначенный для предотвращения перетока жидкости из подъемных труб в затрубное пространство. Эти клапаны извлекают из скважины и устанавливают без ее глушения набором инструментов канатной техники (см. гл. 10).

Эффективность работы газлифтной скважины тем выше, чем меньше относительная скорость газа или чем выше дисперс-

ность газа в жидкости. На месторождениях Западной Сибири для дробления газовой фазы нашли применение *диспергаторы*. Диспергатор состоит из набора штуцеров для дробления газа, стопорного устройства для установки его канатным методом в муфтовом соединении НКТ на любой глубине и спускного снаряда. Применение диспергатора уменьшает удельный расход газа в среднем на 35 %.

Нормальная работа газлифтных скважин может нарушаться в результате отложения парафина, солей, образования песчаных пробок и металлических сальников. Эти вопросы рассмотрены в гл. 10. Отметим, что при газлифтной эксплуатации имеется возможность ввода ингибиторов отложения солей и парафина в поток закачиваемого газа.

При использовании воздуха на промыслах Азербайджана наблюдалось образование в линии газоподачи сальников (пробок), которые состояли из продуктов коррозии (до 95 %) и пыли. Для борьбы с этим добивались уменьшения коррозии (покрытие труб лаком, стеклом; осушка воздуха), а также подавали в поток ПАВ.

Системы газоснабжения и газораспределения

Источником газа для организации газлифта могут быть компрессорная станция или скважины газового месторождения, а также магистральный газопровод.

При компрессорном газлифте необходимое давление газа создается компрессорами на компрессорной станции. Комплекс оборудования при этом включает компрессорную станцию, газораспределительные и газоснабжающие сети, системы подготовки газа. Компрессорная станция для газлифтной эксплуатации используется также для магистрального транспорта газа и закачки газа в залежь с целью ППД.

В основном применяется групповая система газораспределения — газ подают в скважины через газораспределительные батареи (ГРБ), которые устанавливают на газораспределительных пунктах (ГРП). От компрессорной станции могут прокладывать два параллельных газопровода: рабочего давления (диаметром 102 мм) для подачи газа в скважины при эксплуатации и высокого (пускового) давления (диаметром 63 мм) для пуска скважин. Применение пусковых газлифтных клапанов позволило перейти на прокладку только одного газопровода рабочего давления. От ГРБ к газлифтным скважинам прокладывают отдельные газопроводы диаметром 38—63 мм в зависимости от расхода газа. На ГРП устанавливают одну или несколько блочных ГРБ-14. Каждая рассчитана на подключение 14 скважин. На каждой линии монтируют игольчатый регулировочный вентиль (штуцер) и измерительную шайбу (диафрагму), обеспечи-

вающую измерение давлений и расхода газа с помощью дифференциального самопишущего прибора. Иногда вместо штуцера используют регулятор давления «после себя», обеспечивающий постоянное давление в линии подачи газа на скважину. При подаче газа из магистрального газопровода или газовых скважин распределение осуществляют аналогично.

Технология газлифта должна осуществляться по замкнутому газлифтному циклу. Газ при перемешивании с нефтью насыщается тяжелыми газообразными углеводородами и для повторного использования требует предварительной подготовки — отделения газоконденсата, осушки от влаги и удаления механических примесей (пыли). Природный газ на нефтяные промыслы поступает уже очищенным и осушенным. Для предотвращения осложнений, связанных с образованием кристаллогидратов, в поток вводят ингибиторы гидратообразования (хлористый кальций, гликоли, метанол). Газ также подогревают с помощью блочных передвижных автоматизированных подогревателей газа, которые устанавливают вдоль газопровода или перед ГРП. Подогреватели типа ППГ-1-64 обеспечивают нагрев газа в змеевиках за счет теплоизлучения от раскаленных панелей беспламенных газовых горелок и конвективного подогрева до 95 °С при расходе 150 тыс. м³/сут и давлении до 20 МПа. Для удаления влаги и газоконденсата перед ГРБ устанавливают влагоотделители различных конструкций.

Для отделения механических примесей газ пропускают через фильтры-пылеуловители.

§ 8.11. ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН

Газлифтные скважины исследуют методом установившихся режимов. Задачами исследования является установление зависимости притока жидкости от забойного давления, т. е. $Q(p_z)$; получение зависимости $Q(V_{0\text{ зак}})$; выявление неполадок в работе газлифтных клапанов; изучение профиля притока флюидов в скважину.

Технология исследований

В практике исследования получил применение метод АЗНИИ ДН. Сущность его заключается в том, что изменение дебита скважины Q достигается изменением расхода газа $V_{0\text{ зак}}$. Исследование начинают с максимальных расходов газа и продолжают до минимальных значений. Этим обеспечивается вероятность ввода газа через рабочий газлифтный клапан. Расход газа изменяют либо на ГРБ, либо непосредственно на скважине. Изменение расхода газа вызывает неустановившиеся режимы течения в газопроводе, стволе скважины и выкидном трубопроводе,

а также в пласте. Поэтому после изменения режима выжидают (обычно не менее 24 ч) его стабилизацию, в наступлении которой убеждаются путем неоднократных (три — четыре раза) измерений расхода газа, давлений на устье. Число режимов обычно принимают в пределах пяти. Исследование заканчивается, если достигнуто существенное изменение Q при росте и дальнейшем уменьшении с переходом через максимум. На каждом установившемся режиме одновременно измеряют расход $V_{0 \text{ зак}}$ и давление p_p закачиваемого газа, дебит жидкости Q и газа V_r (закачиваемого и притекающего), отбирают пробы жидкости для определения обводненности и концентрации песка в продукции.

Желательно с этим совмещать измерение забойного давления p_z , поинтервальные измерения давления в подъемнике $p(z)$ и снятие профиля притока флюидов (глубинная дебитометрия, термометрия). Поинтервальные измерения давления $p(z)$ позволяют контролировать глубину ввода газа в НКТ, выявлять неполадки в работе газлифтных клапанов и негерметичности НКТ. Более точно это можно установить путем непрерывной записи температуры $T(z)$ в подъемных трубах высокочувствительным электротермометром или проведением фонометрии. При колебаниях p_p любой пусковой газлифтный клапан может работать как рабочий. На кривых $T(z)$ в местах притока газа наблюдается излом вследствие охлаждения при дросселировании газа. Фонометр (шумопеленгатор) представляет собой микрофон, спускаемый в скважину на кабеле. На глубине работающего клапана он непосредственно отмечает появление интенсивного шума.

Обработка результатов исследования

По результатам исследования строят графические зависимости: а) индикаторную линию $Q(\Delta p)$ или $Q(p_z)$; б) кривую лифтирования $Q(V_{0 \text{ зак}})$. Методы обработки индикаторной линии рассмотрены раньше (см. § 5.4). Кривая $Q(V_{0 \text{ зак}})$ напоминает по характеру кривую лифтирования, однако она снята при переменных p_1 и p_2 (рис. 8.7). Строят также зависимости $R_{0 \text{ зак}}(V_{0 \text{ зак}})$, $p_p(V_{0 \text{ зак}})$ и $p_z(V_{0 \text{ зак}})$. Точка B соответствует оптимальному режиму работы ($Q_{\text{опт}}$; $V_{0 \text{ опт}}$) при минимальном удельном расходе газа $R_{0 \text{ мин}}$, а точка C — максимальному режиму ($Q_{\text{мах}}$, $V_{0 \text{ мах}}$, минимум p_p и p_z). Точку B можно найти с помощью касательной (пунктирная линия). Дебит $Q=0$ при $p_z = p_{\text{пл}}$, что можно оценить путем экстраполяции.

По результатам исследования определяют параметры пласта и устанавливают рациональный технологический режим работы скважины, соответствующий требованиям разработки залежи (см. §§ 5.4, 5.6). Критерием рациональности может также

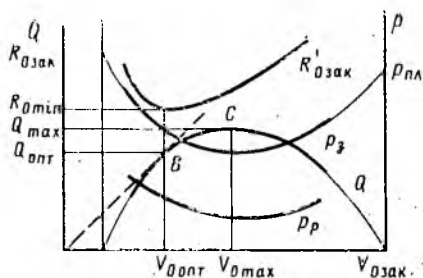


Рис. 8.7. Зависимость параметров работы газлифтной скважины от расхода закачиваемого газа

служить минимум $R_{0\text{зак}}$ или максимум Q . Обычно область рациональных режимов лежит между $R_{0\text{min}}$ и Q_{max} . При этом необходимо также учитывать рабочее давление газа p_p , ресурсы газа и коэффициент полезного действия газлифта. Может ставиться задача получения максимального количества жидкости (нефти) при заданном суммарном расходе газа, т. е. при минимальном удельном расходе газа в среднем по всем скважинам. Эту задачу можно решить по методике распределения газа в условиях его дефицита методом динамического программирования или более точным аналитическим методом.

Часто ограничиваются измерением $V_{0\text{зак}}$, p_p и Q . Поэтому для построения индикаторной линии требуется расчет p_z . По нисходящему потоку газа рассчитывают давление у башмака труб p_1 , а для перехода к забойному давлению p_z необходимо учесть гидростатическое давление газоводонефтяной смеси в интервале между башмаком и забоем и потери давления на трение смеси. При расчете p_1 по p_p можно использовать формулу Адамова или ограничиться барометрической формулой. Потери на трение газа в газлифтной скважине составляют примерно 1—2 % p_p . Движение газоводонефтяной смеси можно рассчитать по рассмотренной выше методике (см. § 6.4).

§ 8.12. ВНУТРИСКВАЖИННЫЙ ГАЗЛИФТ

Для организации внутрискважинного бескомпрессорного газлифта газовый пласт должен обладать достаточной энергией (давлением и запасами газа) для устойчивой и продолжительной работы.

Технологические схемы

Возможны различные технологические схемы ввода газа. По схеме рис. 8.8, а газовый пласт залегает над нефтяным. В скважину спускается один ряд НКТ 3 с двумя гидравлическими пакерами: нижний 10 разобщает газовый и нефтяной пласты; верхний 5 отделяет затрубное пространство от газового пласта

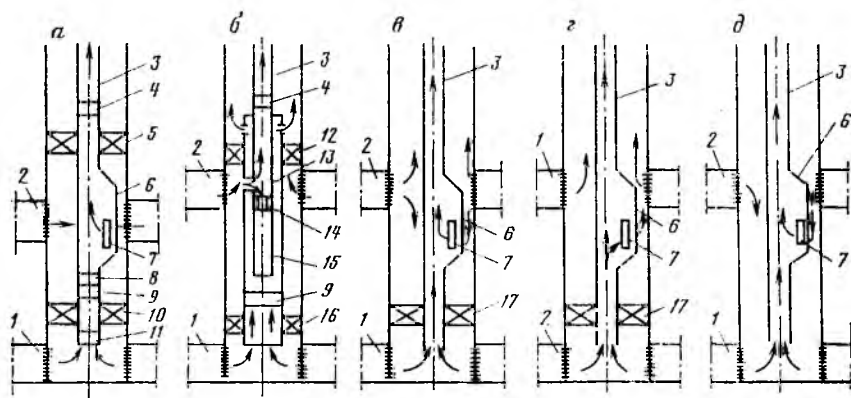


Рис. 8.8. Технологические схемы внутрискважинного газлифта:

1 — нефтяной пласт; 2 — газовый пласт; 3 — насосно-компрессорные трубы; 4 — верхний циркуляционный клапан; 5 — верхний гидравлический пакер; 6 — скважинная газлифтная камера; 7 — газлифтный клапан; 8 — телескопическое устройство; 9 — нижний циркуляционный клапан; 10 — нижний гидравлический пакер; 11 — обратный клапан; 12 — верхний гидромеханический пакер; 13 — узел перекрестного течения; 14 — штуцер; 15 — пакер; 16 — нижний гидромеханический пакер; 17 — пакер

высокого давления. Между пакерами имеется газлифтная камера 6 с газлифтным клапаном 7 или штуцерным устройством для регулирования расхода вводимого газа. Дополнительно в схему введены следующие узлы: обратный клапан 11 для опрессовки НКТ и пакеров, посадки верхнего и нижнего гидравлических пакеров созданием избыточного давления в НКТ (это башмачный срезной или съёмный клапан, который спускается и поднимается на проволоке канатным методом); циркуляционные клапаны (верхний 4 для освоения, глушения и скважины и обеспечения эксплуатации одновременно по НКТ и затрубному пространству при необходимости получения высоких отборов; нижний 9 для промывки возможных отложений песка и грязи перед подъемом нижнего пакера из скважины); телескопическое устройство 8, обеспечивающее поочередный срыв пакеров перед подъемом из скважины.

При работе газ поступает через газлифтный клапан в НКТ и дальше по НКТ поднимается газонефтяная смесь. Подбором сменного штуцера проводят регулировку клапана, что обеспечивает подачу заданного расхода газа при необходимом давлении. Для исследования газового пласта в инпелль нижнего циркуляционного клапана устанавливается глухая пробка, перекрывающая канал поступления нефти.

При необходимости одновременно-раздельного отбора части газа (рис. 8.8, б) в отличие от предыдущей схемы устанавливают узел перекрёстного течения 13 со съёмным штуцером 14 или газлифтным клапаном. Часть газа через штуцер подается в затрубное пространство для подъема нефти, а часть его

поднимается на поверхность по колонне НКТ. Для изменения глубины ввода газа к посадочному ниппелю узла перекрестного течения подвешивается колонна труб 15 соответствующей длины, обеспечивающая ввод газа на необходимой глубине. Если нет надобности в добыче газа, то устанавливается глухая пробка, открывается циркуляционный клапан и нефть поднимается по затрубному пространству и НКТ.

В более простых конструкциях (рис. 8.8, в, г, д) регулированием противодавления газа у устья и настройкой клапана обеспечивается подача газа заданного расхода при необходимом давлении. Имеется также ряд других конструкций внутрискважинного газлифта. В настоящее время выпускаются комплекты установки для внутрискважинного газлифта типа УВЛ и УВЛГ, где буква Г указывает на возможность одновременно-раздельной добычи газа из газового пласта в той же скважине.

Внутрискважинный и в целом бескомпрессорный газлифт нашел широкое применение на месторождениях Западной Сибири, где газовые пласты залегают над нефтяными. Газ из газовых скважин (не менее двух) подается непосредственно в нефтяные скважины того же отдельного куста (автономный бескомпрессорный газлифт). Более эффективно применение внутрискважинного газлифта с отбором части газа по внутреннему каналу. Тогда газ нагревается нефтью и без подготовки поступает в нефтяные скважины того же куста.

Особенность проектирования внутрискважинного газлифта заключается в необходимости увязки совместной работы нефтяного и газового пластов.

Преимущества внутрискважинного газлифта

Внутрискважинный газлифт по сравнению с компрессорным и бескомпрессорным характеризуется наибольшей эффективностью. Эффективность работы любого механизма или системы определяется коэффициентом полезного действия, равного отношению полезной (отдаваемой) мощности к подведенной (полной) мощности. При многократном превращении или передаче энергии отдаваемая мощность одним звеном в то же время является подводимой энергией последующего звена системы. Общий коэффициент полезного действия всей системы как отношение отдаваемой системой мощности и подведенной к ней мощности равен произведению коэффициентов полезного действия на всех ступенях энергии. Тогда для всего компрессорного газлифтного комплекса

$$\eta_{\text{глк}} = \eta_{\text{гд}} \eta_{\text{кс}} \eta_{\text{мг}} \eta_{\text{грб}} \eta_{\text{рг}} \eta_{\text{скв}}, \quad (8.57)$$

где $\eta_{\text{глк}}$, $\eta_{\text{гд}}$, $\eta_{\text{кс}}$, $\eta_{\text{мг}}$, $\eta_{\text{грб}}$, $\eta_{\text{рг}}$, $\eta_{\text{скв}}$ — коэффициент полезного действия соответственно газлифтного комплекса (0,14—0,35), газо-

вого двигателя компрессора (0,43), поршневого компрессора (0,85), магистрального газопровода (0,98), газораспределительной батареи (0,94), разводящего газопровода (0,98) и скважины (0,41 при интервале изменения 0,1—0,6). В скобках указаны усредненные значения коэффициентов полезного действия газлифтного комплекса и его звеньев для условий Западной Сибири. Анализ этих значений выявляет два направления повышения эффективности: уменьшение числа звеньев, т. е. применение внутрискважинного газлифта; повышение коэффициентов полезного действия каждого звена, особенно газового двигателя и газлифтной скважины. Коэффициенты полезного действия звеньев системы, кроме газового двигателя и компрессора, тем выше, чем меньше отличаются давления на входе и выходе из звена. Повышения энергетической эффективности системы можно достичь правильным подбором параметров работы газлифтной (p_3, p_p, p_2, d) и смежных систем (систем сбора продукции, ППД). В целом коэффициент полезного действия внутрискважинного газлифта составляет приблизительно 0,35, тогда как компрессорного и бескомпрессорного — 0,14—0,32.

§ 8.13. ПЕРИОДИЧЕСКАЯ ГАЗЛИФТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Наиболее эффективна работа газлифта при относительном погружении $\epsilon=0,6$. По мере уменьшения ϵ (соответственно уменьшения p_3 или то же p_1) удельный расход закачиваемого газа $R_{0\text{ зак}}$ существенно возрастает и при $\epsilon \rightarrow 0$ стремится к бесконечности. Поэтому при малых p_1 газлифтная эксплуатация становится энергетически и экономически невыгодной. В таких условиях необходим перевод работы скважины на насосный способ эксплуатации или при развитом газлифтом хозяйстве на периодический газлифт. И. Г. Белов рекомендует перевод с непрерывного газлифта на периодический осуществлять при общем удельном расходе газа не менее $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ на 1000 м глубины спуска 73-мм подъемных труб и дебите менее 50 т/сут. Выбор способа эксплуатации или перевод с одного способа на другой следует обосновывать технико-экономическими расчетами. Известно несколько разновидностей периодического газлифта. Принципиально их можно разделить на две группы по наличию камеры замещения.

Периодический газлифт без камеры замещения

Самая простейшая разновидность периодического газлифта без камеры замещения — так называемый перемещающийся (сменяющийся с чередованием) газлифт. Он по существу является установкой обычного непрерывного газлифта (см. рис. 8.1, в), но отличается наличием автомата периодической подачи газа

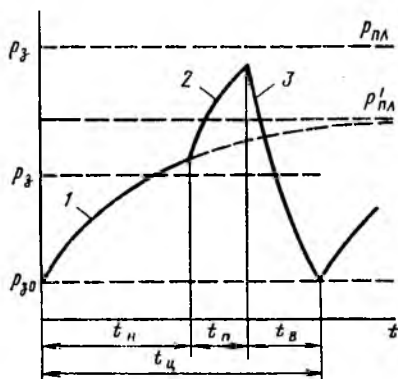
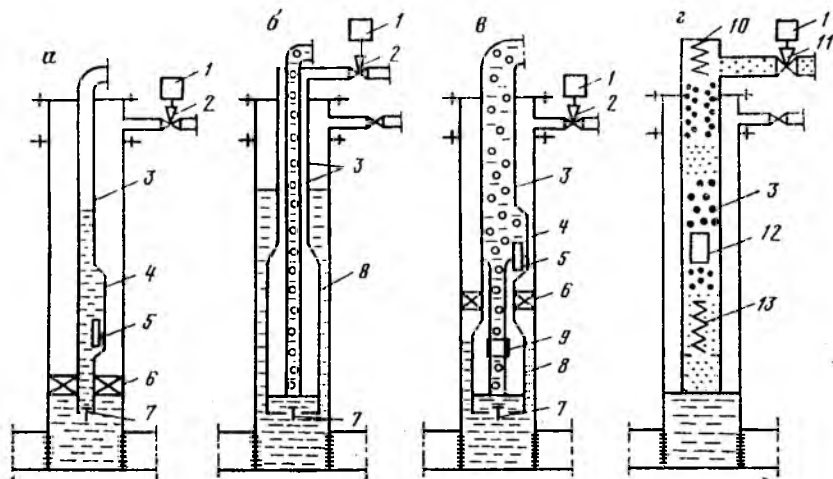


Рис. 8.9. Изменение забойного давления во времени за один цикл при работе перемежающегося газлифта: 1 — накопление жидкости; 2 — продавка; 3 — выброс жидкости и разрядка давления в скважине

Рис. 8.10. Установки периодического газлифта:

1 — регулятор циклов; 2 — автомат газоподдачи; 3 — насосно-компрессорные трубы; 4 — скважинная газлифтная камера; 5 — рабочий газлифтный клапан; 6 — пакер; 7 — обратный клапан; 8 — камера замещения; 9 — разрядный клапан; 10 — верхний амортизатор; 11 — выкидной клапан; 12 — поршень (плунжер); 13 — нижний амортизатор



в затрубное пространство. Перемежающийся газлифт работает периодически на режиме повторных пусков. Характер изменения p_z при его работе показан на рис. 8.9. Продолжительность цикла ($t_{\text{ц}}$) можно разделить на периоды накопления (t_n), продавки (t_n), выброса жидкости и разрядки давления в скважине (t_v). Большая амплитуда изменения p_z при многократном повторении циклов может вызвать разрушение призабойной зоны. При $p_z > p'_{\text{пл}}$ происходит поглощение части жидкости пластом (оно прекращается только при высоком пластовом давлении $p'_{\text{пл}}$ или малых коэффициентах продуктивности). Разрядка давления в трубах и затрубном пространстве обуславливает большой расход газа. Поэтому перемежающийся газлифт (рис. 8.10, а) в настоящее время на практике почти не встречается. Эф-

фективность его работы можно повысить (рис. 8.10) путем установки пакера 6 (для отделения затрубного пространства от забоя), использования рабочего газлифтного клапана 5 (для ввода газа из затрубного пространства в подъемные трубы) и установки обратного клапана 7 на конце НКТ (для предотвращения передачи давления смеси на забой). Дебит скважины при периодическом газлифте всегда меньше, чем при непрерывном, так как средненитегальное забойное давление p_z за цикл больше постоянного забойного давления p_{zo} при непрерывной эксплуатации. Чем короче $t_{ц}$, т. е. больше частота циклов, тем больше приближается p_z к p_{zo} , тем меньше потеря в добыче нефти. Сопоставив экономию от уменьшения удельного расхода газа, энергии и других затрат со стоимостью потерянной нефти, можно оптимизировать работу периодического газлифта, установить продолжительность периода накопления, частоту циклов.

Периодический газлифт с камерой замещения

Более эффективен периодический газлифт с камерой замещения (насос замещения, лифт замещения или камерный газлифт, в котором накопившаяся жидкость замещается газом). Лифтом замещения можно эксплуатировать скважины при очень низких забойных давлениях (до 0,1 МПа), независимо от значения коэффициента продуктивности. Выделяют двух- и однорядные лифты замещения (рис. 8.10, б, в). Чем больше объем камеры замещения на единицу длины, тем выше эффективность работы лифта.

Двухрядный лифт замещения (см. рис. 8.10) предусматривает оборудование скважины двумя рядами труб 3: наружным для закачки газа и внутренним для подъема жидкости. На конце наружного ряда труб 3 устанавливается камера замещения 8, снабженная обратным клапаном 7. Отсечка газа может осуществляться на устье с помощью автомата 2 или на забое с помощью специального устройства.

В настоящее время для периодического газлифта выпускаются однорядные установки типа ЛП (см. рис. 8.10, в). Регулятор цикла времени 1 периодически открывает газу доступ в затрубное пространство, открывается съемный газлифтный клапан 5 и газ поступает в камеру замещения 8, вытесняя накопившуюся в ней жидкость. Затем происходит разрядка подъемных труб от давления закачиваемого газа (разрядка камеры замещения от остатков газа осуществляется с помощью разрядного клапана 9). В момент начала разрядки регулятор 1 срабатывает и автомат газоподачи 2 перекрывает доступ закачиваемому газу в скважину. По мере снижения давления внутри камеры открывается приемный клапан 7, и она снова наполняется новой порцией жидкости. Дальше цикл повторяется.

Настройкой регулятора цикла времени оптимизируют работу скважины по максимальному дебиту и минимальному удельному расходу газа.

Плунжерный и гидропакерный лифты

К периодической газлифтной эксплуатации относят также плунжерный и гидропакерный лифты, работа которых основана на использовании только пластового газа (без подачи газа в скважину). Их следует рассматривать как переходящие к механизированным способам эксплуатации, когда внедрение последних запаздывает или газ срывает работу насосов. Для их применения в основном используют следующие скважины: слабо фонтанирующие с малым устьевым давлением; периодически фонтанирующие; недавно прекратившие фонтанирование, т. е. скважины с удельным расходом пластового газа, достаточным для проявления неустойчивого фонтанирования.

Установка плунжерного лифта состоит из одноразмерной колонны подъемных труб с нижним пружинным амортизатором, устьевой арматуры с верхним пружинным амортизатором и плунжера, который имеет клапан, закрывающийся снизу вверх. Выкид скважины постоянно открыт в сборную линию. Плунжер представлен пустотелым цилиндром длиной 0,5—0,6 м и массой около 6 кг. Существует множество различных конструкций плунжеров (с расширяющимся уплотнением и др.). Зазор между плунжером и внутренней стенкой НКТ составляет всего 1,5—2 мм (перед спуском НКТ тщательно шаблонируют). Плунжер выполняет роль подвижной перегородки между жидкостью и газом и тем самым уменьшает скольжение газа. Плунжер при открытом клапане падает в НКТ. Шток клапана плунжера, ударяясь об нижний амортизатор, закрывает клапан. Поток газа из затрубного пространства плунжер выталкивается вверх вместе со столбом жидкости над ним. После выброса жидкости давление под плунжером уменьшается и за счет большего давления над плунжером открывается клапан. Регулирующее устройство на устье (типа соленоидов) задерживает плунжер (регулирование цикла). Затем цикл повторяется. Плунжерный лифт может работать также с периодической подкачкой газа в затрубное пространство. Вследствие большой трудоемкости работ по подготовке НКТ и частых неполадок плунжерный лифт не нашел применения.

Отличительной особенностью гидропакерного лифта (лифта со свободным поршнем или с гидропакерным автоматическим поршнем, периодического газлифта с перекрытым выкидом) является то, что выкид скважины перекрыт (рис. 8.10, г), плунжер размещается с большим зазором в трубах и при желании

может быть заменен поршнем 12 (без клапана). Установка работоспособна и без поршня (плунжера).

Работа установки при использовании поршня и регулятора циклов, действующего от затрубного давления (возможны и другие принципы его работы), заключается в следующем. После перекрытия выкидного клапана поток газа в подъемных трубах практически прекращается и поршень падает на нижний амортизатор 13. Поступающий из пласта газ в основном идет в затрубное пространство, а жидкость — в подъемные трубы 3. Когда давление газа в затрубном пространстве достигнет заданного значения, регулятор цикла 1 открывает выкидной клапан 11. Газ из НКТ быстро сбрасывается в сборную систему, а газ из затрубного пространства поднимает поршень 12 со столбом жидкости над ним до устья. При подходе поршня к устью автомат закрывает выкидной клапан и выброс прекращается. Цикл снова повторяется. Для успешной работы установки пластовое давление должно быть больше 3 МПа.

Известны также других видов периодические газлифты, сочетающие в различной комбинации отличительные элементы (перекрытие выкида, использование автомата газоподачи, поршня или плунжера). В настоящее время работают только единичные установки периодического газлифта.

Контрольные вопросы

1. Как влияет поглощение жидкости пластом на пусковое давление и размещение пусковых газлифтных клапанов?
2. Охарактеризуйте газлифтные клапаны, которые нашли наибольшее применение на отечественных промыслах.
3. Расскажите о принципах использования номограмм распределения давления при расчете газлифтных подъемников.
4. Объясните преимущества внутрискважинного газлифта по сравнению с компрессорным и бескомпрессорным.

Прекращение или отсутствие фонтанирования скважин обусловило использование других способов подъема нефти на поверхность, например, посредством штанговых скважинных насосов. Этими насосами по настоящее время оборудовано большинство скважин. Получили широкое распространение погружные центробежные электронасосы. Разнообразие условий подъема жидкости в скважинах способствовало также разработке насосных способов с использованием винтовых, гидropоршневых, диафрагменных, гидроимпульсных и других насосов. Однако их применение пока находится в стадии промышленного испытания или освоения.

§ 9.1. СХЕМА И ПРИНЦИП РАБОТЫ ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ. ОБОРУДОВАНИЕ НАСОСНЫХ СКВАЖИН

Отличительная особенность штанговой скважинно-насосной установки (ШСНУ) состоит в том, что в скважине устанавливают плунжерный (поршневой) насос, который приводится в действие поверхностным приводом посредством колонны штанг.

Схема и принцип работы установки

Схема ШСНУ (рис. 9.1) включает оборудование: а) наземное — станок-качалку (СК), оборудование устья; б) подземное — насосно-компрессорные трубы (НКТ), штанги насосные (ШН), штанговый скважинный насос (ШСН) и различные защитные устройства, улучшающие работу установки в осложненных условиях.

Основные элементы СК — это стойка 17 с балансиром 16, два кривошипа 21 с двумя шатунами 19, редуктор 22, клиноременная передача 24, электродвигатель 25 и блок управления 28, который подключается к промысловой линии силовой электропередачи. ШСН состоит из цилиндра 3, плунжера 4, всасывающего 2 и нагнетательного 5 клапанов. Цилиндр ШСН крепится к НКТ 6. На нижнем конце цилиндра установлен неподвижный всасывающий шариковый клапан, открывающийся при ходе плунжера вверх. Плунжер пустотелый (со сквозным каналом), имеет нагнетательный шариковый клапан, открывающийся при ходе плунжера вниз. Электродвигатель 25 через клиноременную передачу 24 и редуктор 22 придает двум массивным кривоши-

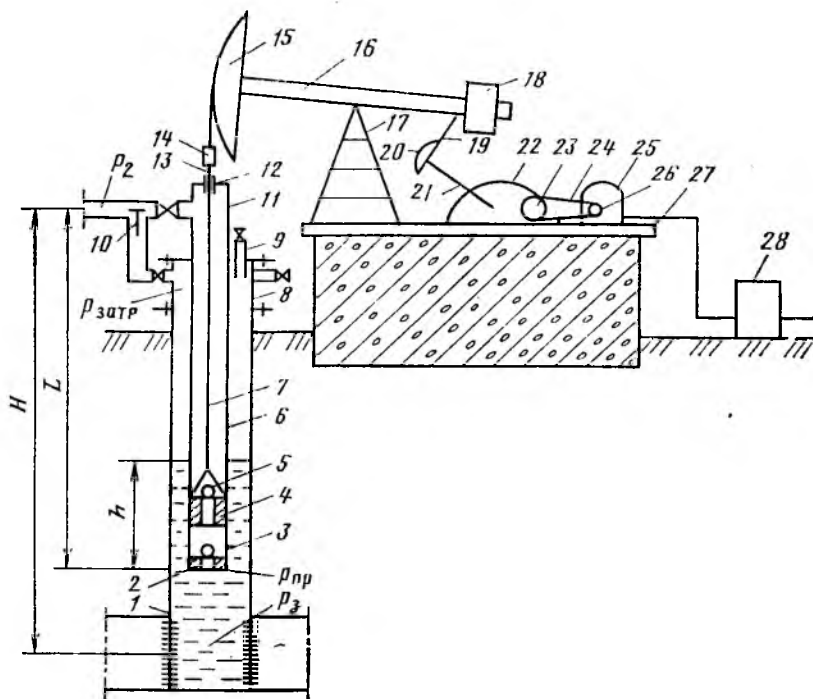


Рис. 9.1. Схема штанговой скважиинно-насосной установки:

1 — эксплуатационная колонна; 2 — всасывающий клапан; 3 — цилиндр насоса; 4 — плунжер; 5 — нагнетательный клапан; 6 — насосно-компрессорные трубы; 7 — насосные штанги; 8 — крестовина; 9 — устьевой патрубок; 10 — обратный клапан для перепуска газа; 11 — тройник; 12 — устьевой сальник; 13 — устьевой шток; 14 — канатная подвеска; 15 — головка балансира; 16 — балансиры; 17 — стойка; 18 — балансирный груз; 19 — шатуны; 20 — кривошипный груз; 21 — кривошип; 22 — редуктор; 23 — ведомый шкив (с противоположной стороны тормозной шкив); 24 — клиноременная передача; 25 — электродвигатель на поворотной сальнике; 26 — ведущий шкив; 27 — рама; 28 — блок управления

пам 21, расположенным с двух сторон редуктора, круговое движение. Кривошипно-шатунный механизм в целом превращает круговое движение в возвратно-поступательное движение балансира 16, который качается на опорной оси, укрепленной на стойке 17. Балансир сообщает возвратно-поступательное движение штангам 7 и через них плунжеру ШСН.

При ходе плунжера вверх нагнетательный клапан под действием жидкости закрывается и вся жидкость, находящаяся над плунжером, поднимается вверх на высоту, равную длине хода плунжера. В это время скважинная жидкость через всасывающий клапан заполняет цилиндр насоса. При ходе плунжера вниз всасывающий клапан закрывается, жидкость под плунжером сжимается и открывается нагнетательный клапан. В цилиндр

погружаются штанги, связанные с плунжером. Таким образом, ШСН — поршневой насос одинарного действия, а в целом комплекс из насоса и штанг — двойного действия. Жидкость из НКТ вытесняется через тройник 11 в нефтесборный трубопровод.

Станки-качалки

Станки-качалки — индивидуальный балансирный механический привод ШСН. Их выпускали по стандартам 1951, 1956 и 1966 гг. В настоящее время на станки-качалки типа СК второй модификации действует ГОСТ 5866—76, который предусматривает 13 типоразмеров СК (табл. 9.1). В шифре, например, СК5-3-2500, указано: 5 — наибольшая допускаемая нагрузка $p_{\max}$ на головку балансира в точке подвеса штанг, умноженная на 10 кН; 3 — наибольшая длина хода устьевого штока, м; 2500 — наибольший допускаемый крутящий момент $M_{\text{кр max}}$ на ведомом валу редуктора, умноженный на 10^{-2} кН·м. Дополнительно СК характеризуют числом n качаний балансира (двойных ходов), которое изменяется от 5 до 15 мин⁻¹.

Смонтирован СК на раме, устанавливаемой на железобетонное основание (фундамент). Для быстрой смены и натяжения ремней электродвигатель установлен на поворотной салазке. Фиксация балансира в необходимом (крайнем верхнем) положении головки осуществляется с помощью тормозного барабана (шкива). Головка балансира откидная или поворотная для беспрепятственного прохода спуско-подъемного и глубинного оборудования при подземном ремонте скважины. Поскольку головка балансира 15 совершает движение по дуге, то для сочленения ее с устьевым штоком и штангами имеется гибкая канатная подвеска 14. Она позволяет регулировать посадку плунжера в цилиндр насоса для предупреждения ударов плунжера о всасывающий клапан или выхода плунжера из цилиндра, а также устанавливать динамограф для исследования работы оборудования. Амплитуду движения головки балансира (длина хода устьевого штока 13) регулируют путем изменения места сочленения кривошипа с шатуном относительно оси вращения (перестановка пальца кривошипа в другое отверстие). Частота движения головки балансира (число качаний n) изменяется сменой ведущего шкива на валу электродвигателя на другой (больший или меньший) диаметр, т. е. регулирование работы СК дискретное.

За один двойной ход балансира нагрузка на СК неравномерная. Для уравнивания работы СК помещают грузы (противовесы) на балансир (СК 2), кривошип (СК 4-СК 20) или на балансир и кривошип (СК 3). Тогда уравнивание называют соответственно балансирным, кривошипным (роторным) или комбинированным.

Таблица 9.1. Техническая характеристика станков-качалок

Станок-качалка	$P_{\text{тах}}, \text{ кН}$	Номиналь- ная длина хода штока $S, \text{ м}$	$M_{\text{кр тах}},$ $\text{кН} \cdot \text{м}$	Изменения $S \cdot n, \text{ м/мин}$
СК2-0,6-250	20	0,3—0,6	2,5	1,5—9
СК3-1,2-630	30	0,5—1,2	6,3	2,2—18
СК4-2,1-1600	40	0,9—2,1	16	4,2—31
СК5-3,-2500	50	1,3—3	25	6,5—45
СК6-2,1-2500	60	0,9—2,1	25	4,5—31
СК8-3,5-4000	80	1,8—3,5	40	8,3—42
СК12-2,5-4000	120	1,2—2,5	40	6,0—30
СК8-3,5-5600	80	1,8—3,5	56	8,3—42
СК10-3-5600	100	1,5—3	56	6,5—36
СК10-4,5-8000	100	2,3—4,5	80	9—45
СК12-3,5-80000	120	1,8—3,5	80	10—35
СК15-6-12500	150	3,0—6	125	8,3—35
СК20-4,5-12500	200	2,3—4,5	125	8,3—42

Блок управления обеспечивает управление электродвигателем СК в аварийных ситуациях (обрыв штанг, поломки редуктора, насоса, порыв трубопровода и т. д.), а также самозапуск СК после перерыва в подаче электроэнергии.

Известны другие индивидуальные механические приводы, включающие также двигатель, трансмиссию и преобразующий механизм. Для привода с одноплечным балансиром характерно расположение опоры на закрепленном конце балансира, а точки соединения шатуна с балансиром — между головкой балансира и опорой. Уравновешивание может быть как грузовым, так и пневматическим за счет сжатия воздуха в пневмоцилиндре с гидравлическим затвором. Подкачка воздуха в систему уравновешивания обеспечивается небольшим компрессором. В балансирных СК с увеличением длины хода точки подвеса штанг возрастают габаритные размеры отдельных узлов и всей установки. Значительные массы качающегося балансира создают большие инерционные нагрузки, ухудшающие устойчивость станка.

В безбалансирных приводах возвратно-поступательное движение штанг осуществляется с помощью цепи или, как правило, канатов, перекинутых через шкивы-звездочки, укрепленные на наклонной к устью скважины стойке-опоре, т. е. в них отсутствует качающийся балансир. Безбалансирный станок позволяет увеличить длину хода устьевого штока. Он работает в отличие от балансирного СК по симметричному циклу, что улучшает условия работы узлов редуктора станка, а также колонны насосных штанг. Безбалансирные станки выпускаются серийно под шифрами СБМ 3-1, 8-700; СБМ 6-3-2500 и СБМ 12-5-800.

Здесь С — станок; Б — безбалансирный; М — механического действия; цифры обозначают то же, что и в шифре балансирного СК (см. выше). Частота движения точки подвеса штанг для них соответственно составляет 5—15; 6—15 и 5—10 мин⁻¹.

В СССР разработаны ШСНУ с гидроприводом типа АГН (А. Г. Молчанов). Отличительная особенность АГН — использование НКТ в качестве уравнивающего груза в сочетании с объемным гидроприводом высокого давления. Установка монтируется в виде моноблока непосредственно на фланце колонны обсадных труб, т. е. без сооружения специального фундамента. В качестве силового органа используются длинные гидравлические цилиндры с движущимися в них поршнями. Поршень одного цилиндра соединен с колонной НКТ, а другого — с колонной штанг. Возвратно-поступательное движение поршней достигается путем переключения золотниковым устройством нагнетаемой поверхностным силовым насосом жидкости в полости цилиндров. При движении плунжера вниз цилиндр скважинного насоса перемещается вверх и происходит всасывание жидкости. Колонны НКТ и ШН перемещаются в противоположных направлениях, а для этого требуется устанавливать два сальниковых уплотнения на устье.

Оборудование устья

Устьевое оборудование предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважины и подвешивания колонны НКТ. Устьевое оборудование типа СУ включает устьевой сальник 12, крестовину 8 и запорные краны.

Самоустанавливающиеся устьевые сальники (СУС) изготавливают двух типов: с одним и двумя уплотнениями. Тип сальника выбирается в зависимости от степени газопроявления и высоты положения статического уровня жидкости в скважине. Устьевой сальник состоит из самоустанавливающейся сальниковой головки и тройника. Он герметизирует выход устьевого штока с помощью сальниковой головки и обеспечивает отвод продукции через тройник. Тройник ввинчивается в муфту НКТ. Отличительная особенность сальника — наличие пространственного шарового шарнира между головкой сальника и тройником. Шаровое соединение обеспечивает самоустановку головки сальника при несоосности сальникового штока с осью НКТ, исключает односторонний износ уплотнительной набивки и облегчает смену набивки. Самоустанавливающиеся устьевые сальники рассчитаны на рабочее давление 4 МПа.

Колонна НКТ подвешена на конусе в крестовине и расположена эксцентрично относительно оси скважины, что позволяет спускать приборы в затрубное пространство через специальный

устьевой патрубок 9 с задвижкой. Для перепуска газа из затрубного пространства в промысловый нефтетрубопровод и для предотвращения излива нефти в случае обрыва устьевого штока предусмотрены обратные клапаны. Оборудование типа ОУШ включает и муфтовую подвеску НКТ.

Насосные штанги

Штанги предназначены для передачи возвратно-поступательного движения плунжеру насоса. Штанга представляет собой стержень круглого сечения. Выпускают штанги из легированных сталей диаметром (по телу) 12, 16, 19, 22, 25, 28 мм и длиной 8 м для нормальных и коррозионных условий эксплуатации. Для регулирования длины колонны штанг с целью нормальной посадки плунжера в цилиндр насоса имеются также укороченные штанги длиной 1; 1,2; 1,5; 2 и 3 м. Штанги соединяются муфтами (соединительными и переводными). Для этого концы штанг имеют утолщенные головки с накатанной резьбой и квадратным сечением для захвата ключами. Выпускаются также полые (трубчатые) штанги из труб (наружный диаметр 42 мм, толщина стенки 3,5 мм) с приваренными к ним головками (из трубы диаметром 56 мм и толщиной стенки 12 мм). Они используются для эксплуатации неглубоких (до 1200 м) скважин. Особая штанга — это устьевой (сальниковый) шток (диаметр 31 и 36 мм), соединяющий колонну штанг с канатной подвеской. Поверхность его полирована (полированный шток). Разрабатывается колонна штанг, наматываемая на барабан.

Штанговые скважинные насосы

Известны различные конструкции ШСН. Мы остановимся на конструктивных особенностях тех насосов (7 типов и 3 исполнения), которые выпускает отечественная промышленность для нормальных и осложненных условий эксплуатации (рис. 9.2). Они обеспечивают подачу от 5,5 до 400 м³/сут при глубине подвески насоса до 3500 м. По способу крепления к колонне НКТ различают вставные (НСВ) и невставные (НСН) скважинные насосы.

Цилиндр невставного (трубного) скважинного насоса присоединяется к колонне НКТ и вместе с ней спускается в скважину. Плунжер НСН вводится через НКТ в цилиндр вместе с подвешенным к нему всасывающим клапаном на насосных штангах. Чтобы не повредить плунжер при спуске, его диаметр принимают меньшим внутреннего диаметра НКТ примерно на 6 мм. Применение НСН целесообразно в скважинах с большим дебитом, небольшой глубиной спуска и большим межремонт-

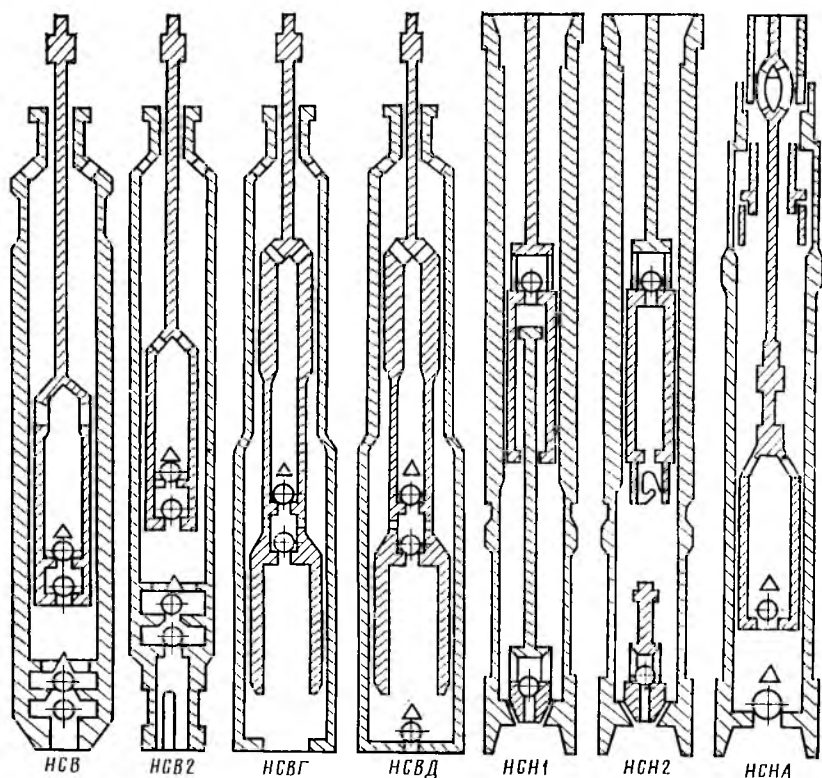


Рис. 9.2. Скважинные штанговые насосы

ным периодом. Для смены насоса (цилиндра) необходимо извлекать штанги и трубы.

В верхней части плунжера насоса НСН-1 размещается нагнетательный клапан и шток с переводником под штанги. К нижнему концу плунжера с помощью наконечника на захватном штоке свободно подвешивается всасывающий клапан. При работе клапан сажается в седло корпуса. Подвешивать всасывающий клапан к плунжеру необходимо для слива жидкости из НКТ перед их подъемом, а также для замены клапана без подъема НКТ. Наличие захватного штока внутри плунжера ограничивает длину его хода, которая в насосах НСН1 не превышает 0,9 м.

В насосе НСН2 в отличие от насоса НСН1 нагнетательный клапан установлен на нижнем конце плунжера. Для извлечения всасывающего клапана без подъема НКТ используется ловитель (байонетный замок), который крепится к седлу нагнетательного клапана. Ловитель имеет две фигурные канавки для зацепле-

ния. В клетку всасывающего клапана ввинчен шпindel (укороченный шток) с двумя утолщенными шпильками. После посадки всасывающего клапана в седло корпуса поворотом колонны штанг на 1—2 оборота против часовой стрелки добиваемся того, что шпильки шпинделя скользят по канавкам ловителя и всасывающий клапан отсоединяется от плунжера. Захват осуществляется после посадки плунжера на шпindel при повороте колонны штанг по часовой стрелке.

Насос НСН2 выпускается с верхним и нижним креплением цилиндра к НКТ. Во втором случае цилиндр насоса нижним концом устанавливается в муфте НКТ посредством переводника, а верхний конец его свободен, т. е. цилиндр разгружен. Максимальная глубина спуска насосов НСН2 с нижним креплением по сравнению с насосами НСН1, а также НСН2 с верхним креплением, увеличивается соответственно с 1200 и 1500 м до 2200 м.

Вставной скважинный насос в собранном виде спускается внутрь НКТ на штангах. Крепление (посадка и уплотнение) НСВ происходит на замковой опоре, которая предварительно спускается на НКТ (замковые опоры изготовляют с пружинными или малогабаритными якорями). Насос извлекается из скважины при подъеме только колонны штанг. Поэтому НСВ целесообразно применять в скважинах с небольшим дебитом при больших глубинах спуска.

Насос НСВ1 включает цилиндр, плунжер, замок, нагнетательный, всасывающий и противопесочный клапаны. Всасывающий клапан ввернут в нижний конец цилиндра, а нагнетательный — плунжера. Для повышения надежности и долговечности насоса эти клапаны выполнены двоянными парами «седло — шарик». Вверху плунжера имеется шток с переводником под штанги. Замок и противопесочный клапан размещены в верхней части цилиндра.

Насос НСВ2 в отличие от насоса НСВ1 имеет замок в нижней части цилиндра. Насос сажается на замковую опору нижним концом. Это освобождает цилиндр насоса от циклической растягивающей нагрузки и позволяет значительно увеличить глубину подвески насосов. Если максимальная глубина спуска насосов НСВ1 не превышает 2500 м, то для насосов НСВ2 она составляет 2500—3000 м.

Для эксплуатации скважин при наличии осложненных условий разработаны насосы специальных типов или исполнений. При откачке жидкости с объемным содержанием песка до 0,2 % более надежен насос исполнения НСВ1П, имеющий в отличие от насоса НСВ1 одинарные клапаны с седлами из твердого сплава ВК6-В. Для откачки жидкости с объемным содержанием песка более 0,2 % предназначен насос исполнения НСН2Т с использованием трубчатых штанг (откачиваемая

жидкость из плунжера поступает в полые штанги и по ним поднимается на поверхность).

Для эксплуатации скважин обводненных (более 99 %) и с значительным пескопроявлением (более 0,2 %) разработаны насосы исполнения НСВ1В и НСН2В. В них установлены узлы верхней и нижней защиты с эластичными воротниками, которые предотвращают попадание песка в зазор между плунжером и цилиндром. Внутри плунжера установлен сепаратор для отделения нефти из откачиваемой жидкости и смазки ею трущихся поверхностей плунжерной пары. Для откачки высоковязкой (до 300 мПа·с) жидкости предназначен дифференциальный насос одностороннего действия НСВГ, состоящий из двух спаренных насосов, один из которых (верхний) является рабочим, а другой создает дополнительное усилие для проталкивания плунжера в цилиндре при ходе вниз.

Насос НСВД в отличие от насоса НСВГ на нижнем конце нижнего цилиндра имеет еще один всасывающий клапан, что создает дополнительную камеру для сжатия газированной жидкости. При ходе плунжеров вверх заполняется объем нижнего цилиндра и в кольцевом пространстве дожимается газированная жидкость. При ходе вниз часть жидкости из нижнего цилиндра перетекает в подъемные трубы, а часть заполняет кольцевое пространство. Такая конструкция обеспечивает работу насоса при объемном содержании свободного газа на приеме не более 25 %, а для остальных конструкций допустимое объемное содержание свободного газа не должно превышать 10 %.

Насос НСНА позволяет осуществлять форсированный отбор жидкости из скважин через НКТ, диаметр которых меньше диаметра плунжера. Это достигнуто особой его конструкцией — наличием автосцепа, включающего сцеп и захват, и сливного устройства.

Цилиндры насосов бывают втулочные (собранные из коротких стальных или чугунных втулок в кожухе) и безвтулочные (из цельной стальной трубы). Плунжеры изготавливают из стальных труб длиной 1,2; 1,5 и 1,8 м. Наружная поверхность плунжера и внутренняя поверхность втулок отполированы. В зависимости от содержания механических примесей в откачиваемой жидкости применяют гладкие или с кольцевыми канавками на наружной поверхности (типа «пескобрей») плунжеры. Насосы изготавливают четырех групп посадок (0; 1; 2; 3) с зазором между плунжером и цилиндром соответственно не более 0,045; 0,02—0,07; 0,07—0,12 и 0,12—0,17 мм. Чем больше вязкость жидкости, тем принимается выше группа посадки. Для откачки жидкости с высокой температурой или повышенным содержанием песка и парафина рекомендуется использовать насосы третьей группы посадки. При большой глубине спуска рекомендуется применять насосы с меньшим зазором.

Условный размер насосов (по диаметру плунжера) и длина хода плунжера соответственно приняты в пределах: для НСВ — 28—55 мм и 1,2—6 м, а для НСН — 28—93 мм и 0,6—4,5 м. В целом отечественная промышленность выпускает широкого ассортимента насосное оборудование для добычи нефти в разнообразных условиях.

Насос выбирают с учетом состава откачиваемой жидкости (наличие песка, газа и воды), ее свойств, дебита и глубины его спуска, а диаметр НКТ — в зависимости от типа и условного размера насоса.

§ 9.2. ПОДАЧА ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ И ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА НЕЕ

Подача

Поскольку при ходе плунжера вниз штанги входят вовнутрь цилиндра насоса, то из цилиндра при этом вытесняется объем жидкости $V_1 = f_{\text{ш}}S$, а при ходе плунжера вверх — объем $V_2 = (F - f_{\text{ш}})S$, где F — площадь поперечного сечения плунжера (цилиндра) насоса; $f_{\text{ш}}$ — площадь поперечного сечения штанг; S — длина хода устьевого (полированного) штока, принимаемая равной длине хода плунжера $S_{\text{пл}}$. За полный (двойной) ход (вверх и вниз) устьевого штока подача насоса $V_{\text{дх}} = V_1 + V_2 = f_{\text{ш}}S + (F - f_{\text{ш}})S = FS$. При n ходов (качаний головки балансира) в минуту минутная подача $V_{\text{мин}} = FS n$. Умножая на число минут в сутках, получаем теоретическую подачу насоса

$$Q_{\text{т}} = 1440 F S n. \quad (9.1)$$

Однако действительная (фактическая) подача Q насоса, измеренная на поверхности, как правило, меньше $Q_{\text{т}}$. Отношение действительной подачи к теоретической называют коэффициентом подачи штангового насоса $\alpha_{\text{п}} = Q/Q_{\text{т}}$, тогда действительная подача

$$Q = 1440 F S n \alpha_{\text{п}}. \quad (9.2)$$

Коэффициент подачи $\alpha_{\text{п}}$ может изменяться от 0 до 1. В скважинах, в которых проявляется так называемый фонтанный эффект, т. е. в частично фонтанирующих через насос скважинах, $\alpha_{\text{п}} > 1$. Работа насоса считается нормальной, если $\alpha_{\text{п}} = 0,6—0,8$. На величину $\alpha_{\text{п}}$ и, как следствие, на Q влияет много факторов: деформация штанг и труб, усадка жидкости, степень наполнения насоса жидкостью и утечки жидкости. Характеризуя влияние этих факторов соответствующими коэффициентами и учитывая независимость их совместного действия, можно записать:

$$\alpha_{\text{п}} = \alpha_{\text{д}} \alpha_{\text{у}} \alpha_{\text{н}} \alpha_{\text{ут}}. \quad (9.3)$$

Влияние деформаций штанг и труб

Длинные колонны штанг и труб при сообщении колонне штанг возвратно-поступательного движения в процессе работы установки ведут себя как упругие стержни. За счет упругих деформаций штанг и труб уменьшается длина хода плунжера $S_{пл}$ по сравнению с длиной хода устьевого штока S , что непосредственно влияет на подачу. Тогда можно записать выражение коэффициента, характеризующего влияние деформаций штанг и труб

$$\alpha_d = S_{пл}/S. \quad (9.4)$$

Величина S задается при проектировании эксплуатации скважины ШСНУ. Для расчета $S_{пл}$ необходимо определение нагрузок, вызывающих деформации. Эти вопросы рассмотрены отдельно.

Влияние усадки жидкости

Цилиндр насоса заполняется жидкостью (нефтью и водой) при температуре $T_{всц}$ и давлении всасывания $p_{всц}$ (на приеме насоса). При этих условиях подача составляет Q ($p_{всц}$). На поверхности жидкость дегазируется и охлаждается, ее объем уменьшается, т. е. происходит усадка жидкости. Фактически подача равна Q . Тогда коэффициент, учитывающий усадку жидкости, можно записать

$$\alpha_{yc} = Q/Q(p_{всц}) = 1/b, \quad (9.5)$$

где b — объемный коэффициент жидкости, равный отношению объемов (расходов) жидкости при условиях всасывания и при поверхностных условиях. Для водонефтяной смеси записываем, пренебрегая относительным движением фаз,

$$b = \frac{Q(p_{всц})}{Q} = \frac{Q_n(p_{всц}) + Q_v(p_{всц})}{Q_n + Q_v} = \frac{Q_n b_n + Q_v b_v}{Q_n + Q_v} = b_n(1 - n_v) + b_v n_v, \quad (9.6)$$

где $Q_n(p_{всц})$, $Q_v(p_{всц})$ — расходы нефти и воды при условиях всасывания; Q_n , Q_v — дебит (подача) нефти и воды при поверхностных условиях; b_n , b_v — объемные коэффициенты нефти и воды при условиях всасывания; $n_v = Q_v/(Q_n + Q_v)$ — обводненность продукции (доля воды).

Влияние степени наполнения насоса жидкостью

Степень наполнения насоса жидкостью зависит от содержания свободного газа в ней. Его влияние на наполнение и подачу насоса учитывают коэффициентом наполнения цилиндра насоса

$$\alpha_n = V'_ж(p_{всц})/V_s, \quad (9.7)$$

где $V_{ж}'(p_{всц})$ — объем жидкости, поступившей из скважины в цилиндр насоса при давлении в нем на протяжении хода всасывания $p_{всц}$; V_S — объем цилиндра, описываемый плунжером при всасывании.

Сложность фазовых переходов и сегрегации фаз обусловила получение исследователями разных формул для расчета α_n . М. М. Глоговский и И. И. Дунюшкин предложили расчетные формулы для определения вероятного среднего значения коэффициента наполнения. В нефтепромысловой практике коэффициент наполнения насоса обычно принимают по А. С. Вирновскому:

$$\alpha_n = \frac{1 + \kappa_{вр} R'}{1 + R'}, \quad (9.8)$$

где $\kappa_{вр} = V_{вр}/V_S$ — коэффициент, характеризующий долю вредного пространства $V_{вр}$; $V_{вр}$ — объем цилиндра под плунжером при его крайнем нижнем положении (между всасывающим и нагнетательным клапанами), в котором к концу хода плунжера вниз остается газ в сжатом и растворенном состояниях; $R' = V_r/V_{ж}'$ — газовое число; V_r — объем свободного газа при давлении $p_{всц}$. Если пренебречь вредным пространством ($\kappa_{вр} = 0$), то получим верхнюю границу коэффициента наполнения. Понятно, что при отсутствии свободного газа ($R' = 0$) коэффициент наполнения $\alpha_n = 1$. Срыв подачи насоса ($\alpha_n = 0$) наступает при $R' = 1/\kappa_{вр}$.

Влияние утечек жидкости

Действительная подача установки равна Q . Так как в процессе ее работы возможны разного рода утечки с расходом $q_{ут}$, то предполагаемая подача составляет $Q' = Q + q_{ут}$. Отсюда коэффициент, характеризующий влияние утечек жидкости, можно записать

$$\alpha_{ут} = \frac{Q}{Q'} = \frac{Q}{Q + q_{ут}} = \frac{Q + q_{ут} - q_{ут}}{Q + q_{ут}} = 1 - \frac{q_{ут}}{Q + q_{ут}} = 1 - \frac{q_{уд}}{Q'}. \quad (9.9)$$

Если бы утечки отсутствовали ($q_{ут} = 0$), то $\alpha_{ут}$ был бы равен единице. При $\alpha_{ут} = 1$ по уравнению (9.2) с учетом формулы (9.3) предполагаемая подача

$$Q' = Q_t \alpha_d \alpha_{ус} \alpha_n, \quad (9.10)$$

тогда

$$\alpha_{ут} = 1 - \frac{q_{ут}}{Q_t \alpha_d \alpha_{ус} \alpha_n}. \quad (9.11)$$

В процессе работы установки возможны утечки жидкости через зазор между цилиндром и плунжером насоса (плунжерная

пара), в клапанах насоса вследствие их износа, коррозии и частично немгновенного закрытия и открытия, а также через неплотности муфтовых соединений НКТ. В отличие от рассмотренных выше факторов утечки жидкости являются переменными, изменяющимися во времени. Утечки через зазор плунжерной пары можно определить расчетным путем только на начальный период, например, по формуле Буссинеска, рассматривая круговой зазор как плоскую щель. А. М. Пирвердян путем решения дифференциального уравнения неустановившегося движения вязкой жидкости предложил формулы для определения расхода утечки $q'_{ут}$ с учетом эксцентриситета расположения плунжера в цилиндре и движения плунжера при ламинарном и турбулентном режимах. В результате было установлено, что расход $q'_{ут}$ прямо пропорционален кубу размера зазора δ , диаметру насоса, перепаду давлений над и под плунжером и обратно пропорционален кинематической вязкости жидкости и длине щели. Утечки уменьшаются с увеличением $S_{пл}$ и n , а также с уменьшением эксцентриситета плунжера в цилиндре. Так как утечки через зазор плунжерной пары происходят только при ходе плунжера вверх (в течение половины времени работы насоса), то при расчете $a_{ут}$ следует принимать $q_{ут}=0,5 q'_{ут}$.

Оптимальный коэффициент подачи насоса

Поскольку в процессе работы насоса возрастают утечки жидкости, то соответственно уменьшаются коэффициенты $a_{ут}$ и a_n , а также подача. Уменьшение подачи во времени А. Н. Адонин представил уравнением параболы (рис. 9.3)

$$Q_{тек} = Q \left[1 - \left(\frac{t}{T_{прп}} \right)^{m_n} \right], \quad (9.12)$$

где $Q_{тек}$ — текущая подача в момент времени t после очередного ремонта; Q — начальная подача нового (или отремонтированного) насоса; $T_{прп}$ — полный период работы скважины до прекращения подачи (если причина прекращения подачи — износ плунжерной пары, то $T_{прп}$ означает полный возможный срок службы насоса); m_n — показатель степени параболы, обычно равный двум.

Продолжительность цикла работы скважины $t_{ц}$ равна сумме продолжительностей межремонтного периода t_m (работы насоса) и ремонта скважины t_p (см. рис. 9.3). Продолжительность оптимального межремонтного периода $t_{m\text{ опт}}$ А. Н. Адонин рекомендует определять по критерию минимальной себестоимости $t_{м ст}$ добычи нефти за цикл:

$$t_{м\text{ опт}} = t_{м ст} = \sqrt[3]{1,5 T_{прп}^2 \left(t_p + \frac{B_p}{B_s} \right)}, \quad (9.13)$$

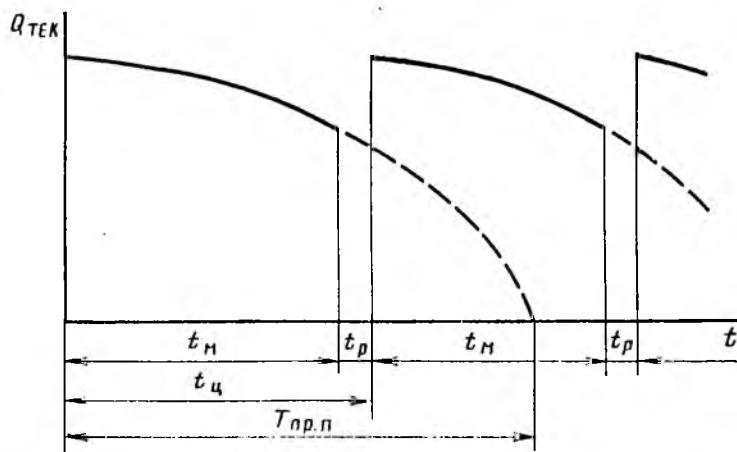


Рис. 9.3. Изменение подачи штангового насоса во времени

где B_p — стоимость предупредительного ремонта; B_z — затраты на скважино-сутки эксплуатации скважины, исключая B_p . Разделив уравнение (9.12) на теоретическую подачу Q_t , запишем выражение текущего коэффициента подачи

$$\alpha_{\text{тек}} = \alpha_n \left[1 - \left(\frac{t}{T_{\text{пр.п}}} \right)^{m_n} \right], \quad (9.14)$$

где α_n — начальный коэффициент подачи, рассчитанный выше. Тогда можно записать оптимальный конечный коэффициент подачи перед предупредительным подземным ремонтом (для остановки скважины)

$$\alpha_{\text{пк}}^{\text{опт}} = \alpha_n \left[1 - \left(\frac{t_m}{T_{\text{пр.п}}^{\text{опт}}} \right)^{m_n} \right] \quad (9.15)$$

и средний — за межремонтный период

$$\alpha_{\text{ср}}^{\text{опт}} = \frac{1}{t_m} \int_0^{t_m} \alpha_{\text{тек}} dt = \alpha_n \left[1 - \frac{1}{1 + m_n} \left(\frac{t_m}{T_{\text{пр.п}}^{\text{опт}}} \right)^{m_n} \right]. \quad (9.16)$$

Анализ показывает, что при B_p/B_z , $T_{\text{пр.п}} \leq 0,12$ допустимая степень уменьшения подачи за межремонтный период составляет 15—20 %, а при очень больших значениях B_p/B_z , $T_{\text{пр.п}}$ она приближается к 50 %. Увеличения экономической эффективности эксплуатации можно достичь, в частности сокращением B_z , B_p , а также своевременным установлением момента ремонта скважины. В последнем случае необходимо располагать текущими значениями дебита, что обеспечивается использованием средств автоматизации измерения дебита.

§ 9.3. НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА НАСОСНЫЕ ШТАНГИ, И ИХ РАСЧЕТ. ДЕЙСТВИТЕЛЬНАЯ ДЛИНА ХОДА ПЛУНЖЕРА. РАСЧЕТ КОЛОННЫ НАСОСНЫХ ШТАНГ. УРАВНОВЕШИВАНИЕ СТАНКОВ-КАЧАЛОК

Колонна насосных штанг работает в очень сложных условиях: а) действуют большие нагрузки (до 150 кН); б) нагрузки переменные, асимметричные (в верхней части штанг носят пульсирующий характер, в нижней — знакопеременный); в) боковая поверхность штанг вследствие искривленности скважины трется о внутреннюю поверхность НКТ и изнашивается; г) наличие коррозионно-активной среды (минерализованная вода, H_2S , CO_2) и абразивных примесей (песок), что приводит к износу штанг, заклиниванию плунжера; д) повышенная температура, особенно при применении тепловых методов повышения нефтеотдачи.

Виды нагрузок

Динамика работы ШСНУ очень сложна, поэтому существует несколько приближенных теорий ее описания. Считается, что в точке подвеса штанг действуют нагрузки: а) постоянные или статические $P_{ст}$; б) переменные — инерционные $P_{ин}$, вибрационные $P_{виб}$ нагрузки и силы трения $P_{тр}$. В общем виде нагрузки в точке подвеса штанг при ее ходе вверх (в) и вниз (н) будут:

$$P_v = P_{ст(в)} + (P_{ин(в)} + P_{виб(в)} + P_{тр(в)}); \quad (9.17)$$

$$P_n = P_{ст(н)} - (P_{ин(н)} + P_{виб(н)} + P_{тр(н)}). \quad (9.18)$$

Статические нагрузки

Статические нагрузки обусловлены весом штанг в жидкости $P'_{шт}$ и весом поднимаемого столба жидкости $P_{ж}$. Примем, что в точке подвеса штанг действуют только статические нагрузки. Это допустимо при очень медленном движении точки подвеса штанг. Силами трения пренебрегаем. При ходе вверх статическая нагрузка

$$P_{ст(в)} = P'_{шт} + P_{ж}. \quad (9.19)$$

При ходе вниз нагнетательный клапан открывается, нагрузка $P_{ж}$ снимается со штанг и передается на трубы, так как связанный с ними всасывающий клапан закрыт. Тогда статическая нагрузка при ходе вниз

$$P_{ст(н)} = P'_{шт}. \quad (9.20)$$

Штанги при работе ШСНУ постоянно находятся в жидкости. На верхний торец штанг действует атмосферное давление p_0 , а на нижний — давление в трубах над плунжером p_t (поскольку

штанги конструктивно сочленены с плунжером с помощью клапанной клетки). Тогда с учетом выталкивающей архимедовой силы

$$P'_{шт} = P_{шт} - f_{шт} (p_T - p_0) = P_{шт} \left[1 - \frac{f_{шт} (p_T - p_0)}{P_{шт}} \right] = P_{шт} b_{арх}, \quad (9.21)$$

где $P_{шт}$ — вес штанг в воздухе; $f_{шт}$ — площадь сечения штанг; $b_{арх}$ — коэффициент, учитывающий потерю веса штанг в жидкости (коэффициент плавучести штанг):

$$b_{арх} = 1 - \frac{f_{шт} (p_T - p_0)}{P_{шт}}. \quad (9.22)$$

Так как $p_T = p_1 + p_2 + p_3 - p_4$, $p_1 = \rho_{ж} g L$, $P_{шт} = \rho_c g L f_{шт}$, то

$$b_{арх} = 1 - \frac{f_{шт} (\rho_{ж} g L + p_2 + p_3 - p_4 - p_0)}{\rho_c g L f_{шт}} = 1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_c} \left(1 + \frac{p_2 + p_3 - p_4 - p_0}{p_1} \right), \quad (9.23)$$

где p_1 — гидростатическое давление столба жидкости в трубах; p_2 — давление на устье (выкиде) скважины (обычно задается из условия сбора и подготовки продукции); p_3 — потери давления на трение жидкости в трубах при движении плунжера вверх; p_4 — давление разгрузки в результате газлифтного эффекта, т. е. выполнения подъемной работы энергией расширения выделяющегося из нефти газа; $\rho_{ж}$, ρ_c — плотность (средняя) соответственно жидкости в трубах и материала штанг (стали); g — ускорение свободного падения; L — длина штанг или глубина подвески насоса. Поскольку $p_1 \gg (p_2 + p_3 - p_4 - p_0)$, то обычно принимают

$$b_{арх} \simeq 1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_c}. \quad (9.24)$$

Если имеется расчетное значение p_T , то $b_{арх} = 1 - \rho_{см}/\rho_c$, где $\rho_{см} = (p_T - p_2)/(Lg)$ — плотность газожидкостной смеси в НКТ. Нагрузка $P_{ж}$ обусловлена разницей давлений жидкости над (p_T) и под ($p_{всц}$) плунжером насоса:

$$P_{ж} = F (p_T - p_{всц}) = F [p_T - (p_{пр} - \Delta p_{клв})], \quad (9.25)$$

где $p_{всц} = p_{пр} - \Delta p_{клв}$; $p_{пр}$ — давление на приеме насоса:

$$p_{пр} = h \rho_{затр} g + p'_{затр}; \quad (9.26)$$

$\Delta p_{всц}$ — потери давления во всасывающем клапане (местном сопротивлении) при перетоке жидкости в цилиндр насоса при ходе плунжера вверх (определяется по формуле Борда):

$$\Delta p_{клв} = \frac{v_{\max}^2}{2u_{кл}^2} \rho_{ж}; \quad (9.27)$$

h — погружение насоса под динамический уровень; $\rho_{\text{затр}}$ — средняя плотность жидкости в затрубном пространстве; $p'_{\text{затр}}$ — давление газа в затрубном пространстве на уровне жидкости; v_{max} — максимальная скорость движения смеси (жидкости и газа) в седле клапана; $\mu_{\text{кл}}$ — коэффициент расхода клапана, определяемый в зависимости от числа Рейнольдса для потока смеси в седле клапана.

Инерционные нагрузки

Инерционная сила равна произведению массы тела на его ускорение. Движущиеся массы — это колонна штанг и жидкость в трубах. Поэтому инерционные нагрузки включают нагрузки, обусловленные ускорением колонны штанг в верхней и нижней мертвых точках и инерцией столба жидкости в момент начала ее движения.

Колонна штанг представляет собой упругий стержень. Импульс силы прикладывается к штангам в точке подвеса при переходе через мертвую точку. Вдоль колонны он распространяется не мгновенно, а со скоростью звука в металле v_m , и достигает нижнего конца штанг с опозданием. За это время кривошип успевает повернуться на некоторый угол и вызывает в точке подвеса ускорение, меньшее максимального, которое возникает в мертвой точке. Плунжер создает импульс силы на столб жидкости, находящейся над ним. В столбе жидкости этот импульс силы распространяется как в упругой системе со скоростью звука в жидкости v_j . Поскольку $v_m \approx 5000$ м/с, $v_j \approx 1400$ м/с (негазированная вода), то действие силы инерции жидкости очень запаздывает. Ввиду сложности учета этих упругих процессов обычно принимают, что масса штанг сосредоточена у головки балансира (завышается $P_{\text{ин}}$), и отбрасывают инерцию столба жидкости (занижается $P_{\text{ин}}$). Предполагается, что эти две неточности компенсируют друг друга. Тогда определяя выражение максимального ускорения по приближенной методике, записывают

$$P_{\text{ин(в, н)}} = \frac{P_{\text{шт}}}{g} a'_{\text{в(н)}} = P_{\text{шт}} \frac{a'_{\text{в(н)}}}{g} = \frac{P_{\text{шт}}}{g} \frac{\omega^2 S}{2} \left(1 \pm \frac{r}{l}\right) = \\ = \frac{P_{\text{шт}}}{g} \frac{\pi^2 n^2 S}{30^2 \cdot 2} \left(1 \pm \frac{r}{l}\right) = P_{\text{шт}} m_d, \quad (9.28)$$

где $a'_{\text{в(н)}} = \frac{\omega^2 S}{2} \left(1 \pm \frac{r}{l}\right)$ — ускорение (максимальное) точки подвеса штанг в начале хода вверх (вниз); $\omega = \pi n / 30$ — угловая скорость вращения кривошипа; r — длина кривошипа; l — длина штангуна; $m_d = \frac{a'_{\text{в(н)}}}{g} = \frac{S n^2}{1789} \left(1 \pm \frac{r}{l}\right)$ — фактор динамичности

(характеризует соотношение максимального ускорения точки подвеса штанг и ускорения свободного падения). Знак «—» принимается в верхней мертвой точке (при ходе вниз), а знак «+» — в нижней мертвой точке (при ходе вверх). Так как $m_d \simeq 0,05-0,12$, то инерционная нагрузка составляет 5—12 % веса штанг в воздухе. А. С. Вирновский получил более точное выражение:

$$m_d = 0,5\alpha_{в(н)}^2 m_\omega^2 \left(a_{в(н)} - 2 \frac{\lambda_{шт}}{\psi_\lambda S} \right), \quad (9.29)$$

где $\alpha_{в(н)}$, $a_{в(н)}$ — кинематические коэффициенты; $m_\omega = \sqrt{\omega^2 S/g}$; $\psi_\lambda = \lambda_{шт}/(\lambda_{шт} + \lambda_t)$; $\lambda_{шт}$, λ_t — упругие деформации штанг и труб, обусловленные гидростатической нагрузкой $P_{ж}$.

Вибрационные нагрузки

Колонна насосных штанг совершает вынужденные колебания, которые придает ей станок-качалка, с периодом $T_b = 60/n$ с/цикл. В штангах возникают также собственные колебания под действием ударного приложения и снятия гидростатической нагрузки $P_{ж}$ на плунжер. В течение двойного хода на штанги действуют два импульса нагрузки $P_{ж}$: 1) при начале хода плунжера вверх, когда нагнетательный клапан закрывается и нагрузка $P_{ж}$ воспринимается штангами; 2) при начале хода вниз, когда нагнетательный клапан открывается и нагрузка $P_{ж}$ передается на колонну НКТ. От этих импульсов по штангам распространяется волна напряжений со скоростью звука в металле. Волна напряжений при ходе штанг вверх, распространяясь снизу вверх и достигая точки подвеса, увеличивает нагрузку. Отражаясь от концов колонны штанг, волны периодически возвращаются к точке подвеса. Дополнительная нагрузка, обусловленная ими, вследствие рассеивания их энергии (трение штанг о жидкость, внутреннюю поверхность НКТ) со временем убывает. Аналогичный процесс происходит при ходе штанг вниз. Последующие импульсы нагрузки $P_{ж}$ также вызывают затухающие волны напряжений. Такие колебания, называемые вибрационными, вызывают дополнительные нагрузки на штанги.

Время приложения и снятия нагрузки $P_{ж}$ мало по сравнению с периодом собственных колебаний колонны штанг $T_c = 4L/v_m$. Поэтому А. С. Вирновский использовал теорию Б. Сен-Венана, описывающую продольные колебания при ударе по призматическому стержню, и получил выражение вибрационной нагрузки:

$$P_{виб(в, н)} = \alpha_{в(н)} m_\omega \sqrt{\psi_\lambda a_{в(н)} - \frac{\lambda_{шт}}{S} P_{шт} P_{ж}}. \quad (9.30)$$

Инерционные и вибрационные нагрузки вызваны движением колонны штанг, поэтому их сумму называют динамическими нагрузками. Обычно динамические нагрузки не превышают 5—10 % от $P'_{шт} + P_{ж}$.

Силы трения

Выделяют следующие силы трения.

1. Силы механического трения штанг и труб $P_{тр м}$. Сила трения направлена вдоль поверхности соприкосновения в сторону, противоположную движению, и равна произведению коэффициента трения на силу нормального давления, которая прижимает тело к опоре. Тогда с учетом действующей на штанги статической нагрузки при ходе вверх и вниз можно записать:

$$P_{тр м(в)} = C_{ш} (P'_{шт} + P_{ж}) \sin \alpha_3; \quad (9.31)$$

$$P_{тр м(н)} = C_{ш} P'_{шт} \sin \alpha_3, \quad (9.32)$$

где α_3 — средний зенитный угол отклонения ствола скважины от вертикали (угол искривления скважины); $C_{ш}$ — коэффициент трения штанг о трубы, принимаемый значения в зависимости от вязкости и обводненности нефти в пределах 0,1—0,7 (обычно 0,15—0,25). Более точную формулу с учетом разной кривизны участков ствола скважины предложил Ю. А. Песляк, которую экспериментально проверил А. Х. Шарипов.

Силу $P_{тр м}$ следует учитывать в скважинах с отклонением ствола по вертикали более 5° , по азимуту — более 4° и при статической нагрузке более 50 кН. В этих условиях $P_{тр м} > 1$ кН. Больших значений (до 10—15 кН) сила $P_{тр м}$ может достигать в искривленных или наклонно направленных скважинах. Эта сила распределена по длине штанг и труб.

2. Сила трения плунжера о стенки цилиндра насоса $P_{тр пл}$. Теоретически определить эту силу сложно. А. Н. Адонин рекомендовал ее определять по эмпирическим формулам В. И. Сердюка в зависимости от диаметра плунжера и зазора между плунжером и цилиндром. Она принимается равной для всей длины хода (трения покоя и скольжения), одинаковой для хода вверх и вниз, может достигать 2—3 кН. При наличии песка в откачиваемой жидкости, отложений парафино-смолистых веществ в зазоре плунжерной пары сила $P_{тр пл}$ существенно увеличивается, а по мере износа насоса (увеличения зазора) уменьшается. Эта сила сосредоточена у плунжера.

3. Сила гидродинамического трения штанг в жидкости $P_{тр г}$. Она обусловлена потерями давления на трение за счет относительного движения штанг и жидкости. Тогда согласно прин-

ципу относительности движения (жидкости в трубе или трубы относительно неподвижной жидкости) сила трения

$$P_{\text{тр г}} = \Delta p_{\text{тр}} f_{\text{ш}}, \quad (9.33)$$

где $\Delta p_{\text{тр}}$ — потери давления на трение, определяемые приближенно по формуле Дарси — Вейсбаха, в которой в качестве диаметра принимается диаметр штанг, а коэффициент гидравлического сопротивления вычисляется в зависимости от критерия Рейнольдса как функции скорости относительного движения штанг и жидкости, диаметра штанг и кинематической вязкости жидкости (более точные формулы предложили А. М. Пирвердян, А. Р. Каплан). Сила $P_{\text{тр г}}$ при ходе вверх значительно меньше, чем при ходе вниз (меньше скорость движения). При ходе штанг вниз сила трения $P_{\text{тр г}}$ направлена вверх, т. е. поддерживает штанги. При ходе штанг вверх она направлена вниз, если $F < F_{\text{тр}}$, или вверх, если $F > F_{\text{тр}}$, где $F_{\text{тр}}$ — площадь проходного сечения труб. Сила $P_{\text{тр г}}$ также распределена по длине. Обычно эта сила не превышает 5 % от веса штанг.

Сила гидродинамического трения больших значений может достигать в скважинах, дающих высоковязкую жидкость. Она может быть столь большой, что при ходе вниз происходит «зависание» штанг в жидкости, отставание в движении устьевого штока от движения головки балансира с последующим резким ударом, что приводит к обрыву канатной подвески или штанг.

4. Сила гидравлического сопротивления в нагнетательном клапане $P_{\text{кл. н}}$. Она обусловлена перепадом давления $\Delta p_{\text{кл. н}}$, возникающим при движении добываемой жидкости через нагнетательные клапаны насоса, т. е.

$$P_{\text{кл н}} = \Delta p_{\text{кл н}} F, \quad (9.34)$$

где $\Delta p_{\text{кл н}}$ определяется аналогично $\Delta p_{\text{кл в}}$ по формуле (9.27). Сила $P_{\text{кл н}}$ сосредоточена у плунжера.

5. Сила трения, обусловленная гидравлическими сопротивлениями при движении жидкости в трубах, $P_{\text{тр т}}$. Она увеличивает давление жидкости на плунжер и равна произведению потерь давления на трение в трубах и площади сечения плунжера. Эта сила сосредоточена у плунжера. Ее можно принимать равной при ходе штанг вверх и вниз.

Таким образом, силы трения действуют в направлении, противоположном направлению движения штанг, и при ходе штанг вверх увеличивают нагрузку в точке подвеса штанг, а при ходе вниз — уменьшают ее соответственно на величины:

$$\begin{aligned} P_{\text{тр (в)}} &= P_{\text{тр м (в)}} + P_{\text{тр пл}} + P_{\text{тр г (в)}} + P_{\text{тр т}}; \\ P_{\text{тр (н)}} &= P_{\text{тр м (н)}} + P_{\text{тр пл}} \pm P_{\text{тр г (н)}} + P_{\text{тр т}} + P_{\text{кл н}}, \end{aligned} \quad (9.35)$$

где знак « $\pm$ » берется в зависимости от соотношения F и $F_{\text{тр}}$ (см. выше). Сумма сил трения, приведенная к низу штанг, при ходе вверх и вниз с учетом их линейного распределения и направления составляет:

$$P'_{\text{тр (в)}} = \frac{1}{2} P_{\text{тр м (в)}} + P_{\text{тр пл}} \pm \frac{1}{2} P_{\text{тр г (в)}} + P_{\text{тр т}};$$

$$P'_{\text{тр (н)}} = \frac{1}{2} P_{\text{тр м (н)}} + P_{\text{тр пл}} \pm \frac{1}{2} P_{\text{тр г (н)}} + P_{\text{тр т}} + P_{\text{кл н}}. \quad (9.36)$$

Аналогично записываем сумму сил трения, действующих на трубы соответственно при ходе штанг вверх и вниз:

$$P'_{\text{тр (в)}} = \frac{1}{2} P_{\text{тр м (в)}} + P_{\text{тр пл}} + P_{\text{кл в}} + P_{\text{тр т}}; \quad (9.37)$$

$$P'_{\text{тр (н)}} = \frac{1}{2} P_{\text{тр м (н)}} + P_{\text{тр пл}} - P_{\text{тр т}}, \quad (9.38)$$

где $P_{\text{кл в}}$ — сила гидравлического сопротивления во всасывающем клапане, определяемая аналогично $P_{\text{кл н}}$.

Расчетные формулы для определения экстремальных нагрузок на штанги

На штанги действуют статические, инерционные, вибрационные нагрузки и силы трения. Для расчета экстремальных (максимальных при ходе вверх и минимальных при ходе вниз) нагрузок в настоящее время нет универсальной методики, в которой были бы учтены все составляющие усилия. Их учитывают в зависимости от параметра динамического подобия (критерия Коши), представляющего собой отношение частоты вынужденных колебаний, вызванных станком-качалкой, к основной частоте собственных колебаний:

$$\Phi_d = \frac{\omega}{v_m/L} = \frac{\omega L}{v_m}. \quad (9.39)$$

Параметр Φ_d характеризует интенсивность вынужденных колебаний штанг. В зависимости от значения Φ_d различают два режима работы ШСНУ: а) статический при $\Phi_d \leq \Phi_{\text{кр}}$; б) динамический при $\Phi_d > \Phi_{\text{кр}}$, где $\Phi_{\text{кр}}$ — критическое значение критерия Коши, которое принимается в зависимости от диаметра насоса:

Диаметр насоса, мм	≤ 43	55	68	93
$\Phi_{\text{кр}}$	0,20	0,17	0,14	0,12

При вычислении Φ_d следует принимать v_m равным 4600 для одноразмерной колонны, 4900 — для двухступенчатой и 5300 м/с — для трехступенчатой. При статическом режиме преобладают статические нагрузки.

В настоящее время наиболее точными формулами для расчета экстремальных нагрузок считаются теоретические формулы, которые предложены А. С. Вирновским и позднее скорректированы на основе статистической обработки фактических данных:

$$P_{\max} = P_{\text{шт}} + P_{\text{ж}} + K_{\text{дв}} (P_{\text{ин(в, н)}} + P_{\text{виб(в, н)}}); \quad (9.40)$$

$$P_{\min} = P_{\text{шт}} - K_{\text{дн}} (P_{\text{ин(н)}} + P_{\text{виб(н)}}), \quad (9.41)$$

где $K_{\text{дв}}$, $K_{\text{дн}}$ — поправочные коэффициенты для динамических нагрузок в зависимости от диаметра плунжера: $K_{\text{дв}} = 2,42(10^3 d_{\text{пл}})^{-0,206}$; $K_{\text{дн}} = 2,754(10^3 d_{\text{пл}})^{-0,294}$; $d_{\text{пл}}$ — диаметр плунжера, м; нагрузки $P_{\text{ин(в, н)}}$ и $P_{\text{виб(в, н)}}$ определяются по формулам (9.30) и (9.31), в которых кинематические коэффициенты заменены средними значениями ($0,5\alpha_{\text{в}}^2 = 0,594$; $\alpha_{\text{в}} = 0,91$; $0,5\alpha_{\text{н}}^2 = 0,328$; $\alpha_{\text{н}} = 1,32$; $\alpha_{\text{в}} = 1,09$; $\alpha_{\text{н}} = 0,81$).

В колонне штанг резонанс (резкий рост динамических усилий) возникает при $\varphi_{\text{д}} = 0,785$, которому в соответствии с формулой (9.40) соответствует критическое число качаний $n_{\text{кр}} = 37\,500/L$. Во избежание увеличения динамических нагрузок рекомендуется принимать число качаний на 1,5—2 меньше критического. Имеются также другие приближенные формулы для расчета экстремальных нагрузок.

Пример. Установить при каком режиме работает установка 9СК-20-4.2-12000, если $L = 4000$ м, $n = 10$ мин⁻¹, $d_{\text{н}} = 28$ мм; колонна штанг трехступенчатая.

Решение. Находим угловую скорость $\omega = 3,14 \cdot 10/30 = 1,047$ с⁻¹; параметр $\varphi_{\text{д}} = 1,047 \cdot 4000/5300 = 0,79$. Так как для данного диаметра $\varphi_{\text{кр}} = 0,2$, то режим работы — динамический. В колонне штанг возникает резонанс ($0,79 > 0,785$). Во избежание резонанса необходимо принять число качаний $n = 37500/4000 = 1,5 \approx 8$ мин⁻¹.

Действительная длина хода плунжера

Нагрузки, действующие на штанги и трубы, вызывают их деформации. Попеременно действующие нагрузки приводят к изменению длины хода плунжера $S_{\text{пл}}$ по сравнению с длиной хода устьевого штока S . Гидростатическая нагрузка $P_{\text{ж}}$ попеременно действует то на штанги, то на трубы, вызывая их упругие деформации в соответствии с законом Гука:

$$\lambda_{\text{ш}} = P_{\text{ж}} L / (E_{\text{у}} f_{\text{ш}}); \quad (9.42)$$

$$\lambda_{\text{т}} = P_{\text{ж}} L / (E_{\text{у}} f_{\text{т}}), \quad (9.43)$$

где $E_{\text{у}}$ — модуль упругости (Юнга); $f_{\text{т}}$ — площадь сечения металла труб. В результате действия нагрузки $P_{\text{ж}}$ перемещение плунжера вверх относительно цилиндра насоса начнется только после того, как точка подвеса штанг своим перемещением вверх компенсирует деформацию (удлинение) штанг и деформацию

(укорочение) труб. Естественно, на величину общей деформации $\lambda = \lambda_{\text{ш}} + \lambda_{\text{т}}$ уменьшается длина хода плунжера:

$$S_{\text{пл}} = S - \lambda. \quad (9.44)$$

Штанги испытывают еще постоянную нагрузку от собственного веса, которая с глубиной уменьшается до нуля. Поэтому с целью уменьшения нагрузки на головку балансира, исходя из принципа равнопрочности колонны штанг, последнюю делаем ступенчатой, состоящей из участков штанг с уменьшающимся к низу диаметром. Если колонна подъемных труб закорена у насоса (закреплена в эксплуатационной колонне), то $\lambda_{\text{т}} = 0$.

Инерционные нагрузки в начале хода плунжера вверх увеличивают деформацию штанг, однако в конце хода плунжера вверх низ штанг и плунжер по инерции проходят дополнительное расстояние l_1' , так как инерционные силы уменьшают общую нагрузку на штанги. Аналогично в конце хода плунжера вниз низ штанг и плунжер по инерции проходят дополнительное расстояние l_2' , так как инерционные силы увеличивают общую нагрузку на штанги. Поскольку инерционная сила, как массовая сила, является распределенной вдоль колонны штанг, то ее заменяем силой, сосредоточенной и приложенной к центру тяжести, который лежит в середине длины колонны. Тогда согласно формуле Гука общее удлинение хода плунжера составит

$$l_{\text{ин}} - l_1' + l_2' = \frac{L}{2E_y f_{\text{ш}}} (P_{\text{ин(в)}} + P_{\text{ин(н)}}) = \frac{L}{2E_y f_{\text{ш}}} P_{\text{шт}} \frac{Sn^2}{1789} \times \\ \times \left(1 + \frac{r}{l} + 1 - \frac{r}{l}\right) = \frac{LP_{\text{шт}}}{E_y f_{\text{ш}}} \frac{Sn^2}{1789} \quad (9.45)$$

или при $P_{\text{шт}} = L \rho_{\text{с}} f_{\text{ш}} g$, $E_y = 2,06 \cdot 10^{10}$ Н/м², $\rho_{\text{с}} = 7800$ кг/м³

$$l_{\text{ин}} = 2,076 \cdot 10^{-10} L^2 n^2 S. \quad (9.46)$$

Таким образом, действительная длина хода плунжера с учетом также инерционных нагрузок

$$S_{\text{пл}} = S - \lambda + l_{\text{ин}} = S - \lambda + 2,076 \cdot 10^{-10} L^2 n^2 S = SK_{\text{х}} - \lambda, \quad (9.47)$$

где

$$K_{\text{х}} = 1 + 2,076 \cdot 10^{-10} L^2 n^2. \quad (9.48)$$

Здесь $K_{\text{х}}$ — фактор выигрыша хода. Для обычных режимов работы установки фактор выигрыша хода $K_{\text{х}}$ на 1,5—2,5 % больше единицы. Анализ показал, что формула (9.45) справедлива при статическом режиме. При динамическом режиме необходимо пользоваться формулой (9.48). Для расчета $K_{\text{х}}$ имеются также формулы АзНИИ ДН, А. С. Вирновского, Л. С. Лейбензона, И. А. Чарного, Г. Дралле—И. Ламберджера и др.

Силы трения также влияют на деформацию штанг и труб и изменяют длину хода плунжера, однако их влиянием обычно пренебрегают. При ходе штанг вниз на плунжер действует сосредоточенная осевая сила $P_{сж}$, которая обусловлена трением плунжера при ходе вниз ($P_{тр. пл}$) и перепадом давления в нагнетательном клапане ($\Delta P_{кл. н}$):

$$P_{сж} = P_{тр. пл} + \Delta P_{кл. н}. \quad (9.49)$$

Эта сила направлена вверх, вызывает сжатие и продольный изгиб нижней части колонны штанг, а также растяжение труб. Это может вызвать необходимость применить нижние штанги большего диаметра (утяжеленный низ). Вес утяжеленного низа принимают равным силе $P_{сж}$.

Расчет колонны насосных штанг

Колонна насосных штанг должна быть достаточно прочной и надежной в работе при минимально возможных весе, стоимости и потере хода плунжера в результате упругих деформаций. При работе ШСНУ в верхней части колонны штанг действуют переменные усилия, которые вызывают переменные напряжения, изменяющиеся по асимметричному циклу, а в нижней части — знакопеременные напряжения. Цикл изменения напряжений можно охарактеризовать максимальным, минимальным и средним напряжениями, амплитудой изменения напряжений и коэффициентом асимметрии цикла нагружения:

$$\sigma_{max} = P_{max}/f_{ш}; \quad \sigma_{min} = P_{min}/f_{ш}; \quad \sigma_{cp} = (\sigma_{max} + \sigma_{min})/2; \quad (9.50)$$

$$\sigma_a = (\sigma_{max} - \sigma_{min})/2; \quad r_a = \sigma_{min}/\sigma_{max}. \quad (9.51)$$

Как известно из сопротивления материалов, характеристикой прочности металла при переменных напряжениях служит предел усталости или предел выносливости. Предел усталостной прочности для черных металлов — наибольшее напряжение, которое выдерживает образец при 10 млн. циклов симметричной нагрузки. При работе ШСНУ такое число циклов достигается за 460 сут при $n = 15 \text{ мин}^{-1}$, причем цикл асимметричный. В данном случае работу штанг кроме максимального напряжения необходимо характеризовать также амплитудой его изменения, что практически очень затруднительно. Для увязки предельных напряжений асимметричных циклов с пределом усталости при симметричном цикле вводится условная величина, называемая *предельным напряжением* $\sigma_{пр}$. Для расчета $\sigma_{пр}$ из большого числа зависимостей, известных в общем машиностроении, при-

менительно к штанговым колоннам используются формулы И. А. Оди́нга, М. П. Марковца и Б. Б. Крумана:

$$\sigma_{\text{пр}} = \sqrt{\sigma_{\text{max}} \sigma_a}; \quad (9.52)$$

$$\sigma_{\text{пр}} = \sigma_a + 0,2\sigma_{\text{max}}; \quad (9.53)$$

$$\sigma_{\text{пр}} = \sigma_{\text{max}} - 0,56\sigma_{\text{min}}. \quad (9.54)$$

Возможность применения формулы (9.52) показал А. С. Вирновский, (9.53) — В. П. Грабович, а формулу (9.54) получил Б. Б. Круман на основе модифицированной диаграммы Гудмена. Конструкции колонн, рассчитанные по данным формулам, различаются незначительно (не более 5—10 %), поэтому можно пользоваться более простыми формулами (9.53) или (9.54). Для обеспечения усталостной прочности приведенные напряжения сопоставляются с предельно допускаемыми приведенными напряжениями $[\sigma_{\text{пр}}]$ для выбранного материала штанг при заданных условиях эксплуатации:

$$\sigma_{\text{пр}} \leq [\sigma_{\text{пр}}]. \quad (9.55)$$

Предельно допускаемые приведенные напряжения $[\sigma_{\text{пр}}]$ по предложению И. Л. Фаермана определяют путем статистической обработки фактических данных об обрывности штанг в условиях данного нефтепромыслового района, т. е. с учетом влияния окружающей колонну штангу среды (коррозионная усталость металла). Для этого строится график зависимости средней частоты обрывов штанг от напряжения в верхнем сечении колонн. В качестве $[\sigma_{\text{пр}}]$ принимаются такие напряжения, при которых число обрывов не превышает 1—3 в год. В литературе имеются таблицы $[\sigma_{\text{пр}}]$ в зависимости от марки стали, вида термообработки, диаметра насоса и коррозионности продукции. Обычно $[\sigma_{\text{пр}}] = 70—130$ МПа.

Для уменьшения веса колонны ее делают двух- (из штанг двух разных диаметров) или (в случае больших глубин) трехступенчатой из условия равнопрочности ступеней. Условие заключается в том, что приведенные напряжения в наиболее нагруженных (верхних) сечениях каждой из ступеней равны между собой:

$$\sigma_{\text{пр}(1)} = \sigma_{\text{пр}(2)} = \sigma_{\text{пр}(3)}. \quad (9.56)$$

Практически при конструировании штанговых колонн применяют таблицы (АзНИИ ДН и др.) или номограммы (А. Н. Грузинов), а также аналитические методики. По таблицам в зависимости от режимных параметров (S, n) и диаметра насоса для задаваемой марки стали и $[\sigma_{\text{пр}}]$ выбирают конструкцию колонны (одно-, двух- или трехступенчатую), диаметры штанг и длины ступеней.

Уравновешивание станков-качалок

Неравномерная нагрузка, действующая на головку балансира, вызывает неравномерную работу электродвигателя. В простейшей постановке при статическом режиме, когда динамическими нагрузками и силами трения можно пренебречь, эта работа положительна при ходе штанг вверх (направление действующей нагрузки противоположно движению штанг)

$$A_{\text{в}} = (P'_{\text{шт}} + P_{\text{ж}}) S \quad (9.57)$$

и отрицательна при ходе вниз (нагрузка действует в направлении движения штанг)

$$A_{\text{н}} = -P'_{\text{шт}} S, \quad (9.58)$$

т. е. двигатель приводится в действие силой тяжести колонны штанг. Такая неравномерность обуславливает ускоренный износ узлов станка-качалки, ненормальный режим работы электродвигателя. Оптимальный режим его работы будет обеспечен в том случае, если работа, совершаемая двигателем в течение одного двойного хода (при ходе штанг вверх и вниз) постоянна. Постоянство работы достигается уравновешиванием СК грузами (см. § 9.1).

Величину и местоположение груза можно установить из условия равенства работ при ходе штанг вверх и вниз. На практике для уравновешивания СК используются номограммы, имеющиеся в паспортной характеристике СК. Окончательное уравновешивание и контроль его осуществляют путем контроля тока, потребляемого электродвигателем. Ток должен быть одинаковым при ходе вверх и вниз. Проверку осуществляют с помощью переносного амперметра, называемого ампер-клещами, работающими по принципу трансформатора. Для расчета расстояния перемещения груза используется эмпирическая формула А. М. Рабиновича.

§ 9.4. ОСОБЕННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ НАСОСНЫХ СКВАЖИН И ДИНАМОМЕТРИРОВАНИЕ ШТАНГОВЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК

Работу скважины, оборудованной ШСНУ, контролируют путем исследования ее и динамометрирования.

Динамометрирование установок

Диаграмму нагрузки на устьевой шток в зависимости от его хода называют *динамограммой*, а ее снятие — динамометрированием ШСНУ. Оно осуществляется с помощью динамографа. В зависимости от принципа работы различают механические,

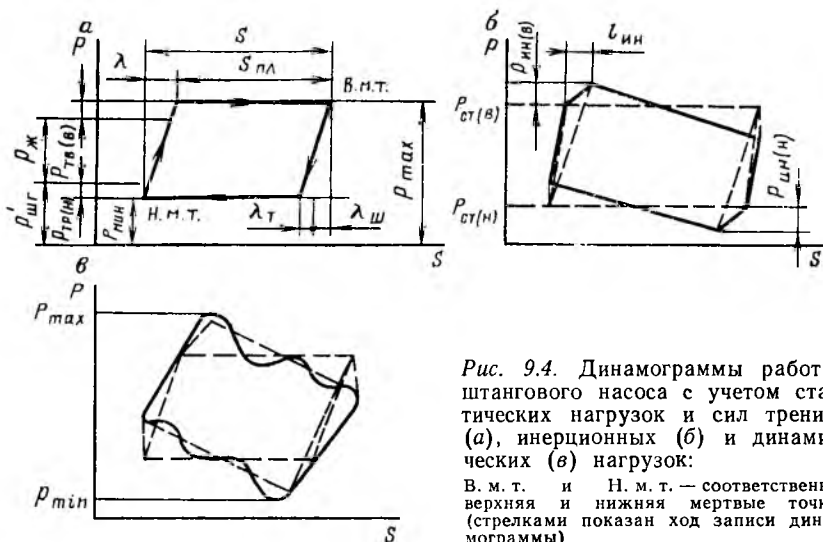


Рис. 9.4. Динамограммы работы штангового насоса с учетом статических нагрузок и сил трения (а), инерционных (б) и динамических (в) нагрузок:

В. м. т. и Н. м. т. — соответственно верхняя и нижняя мертвые точки (стрелками показан ход записи динамограммы)

гидравлические, электрические, электромагнитные, тензометрические и другие динамографы. В наиболее распространенном гидравлическом динамографе конструкции Г. М. Мининзона типа ГДМ-3 действующая на шток нагрузка передается через рычажную систему на мембрану камеры, заполненной жидкостью (спиртом или водой), где создается повышенное давление. Давление жидкости в камере, пропорциональное нагрузке на шток, передается по капиллярной трубке на геликсную пружину. При увеличении давления геликсная пружина разворачивается, а перо, прикрепленное к ее свободному концу, чертит линию на бумажном диаграммном бланке. Бланк закреплен на подвижном столике, который с помощью приводного механизма перемещается пропорционально ходу устьевого штока. В результате получается развертка нагрузки P в зависимости от длины хода S . Для снятия динамограммы измерительную часть динамографа (месдозу и рычаг) вставляют между траверсами канатной подвески штанг, а нить приводного механизма самописца прикрепляют к неподвижной точке (устьевому сальнику). Масштаб хода изменяют сменой диаметра шкива самописца (1:15, 1:30, 1:45), а усилия — перестановкой опоры месдозы и рычага (40, 80 и 100 кН).

Изучение динамограммы позволяет определить максимальную и минимальную нагрузки, длины хода штока и плунжера, уяснить динамические процессы в колонне штанг, выявить ряд дефектов и неполадок в работе ШСНУ и насоса. [На рис. 9.4, а показана простейшая динамограмма нормальной работы насоса, которая имеет форму правильного параллелограмма (обо-

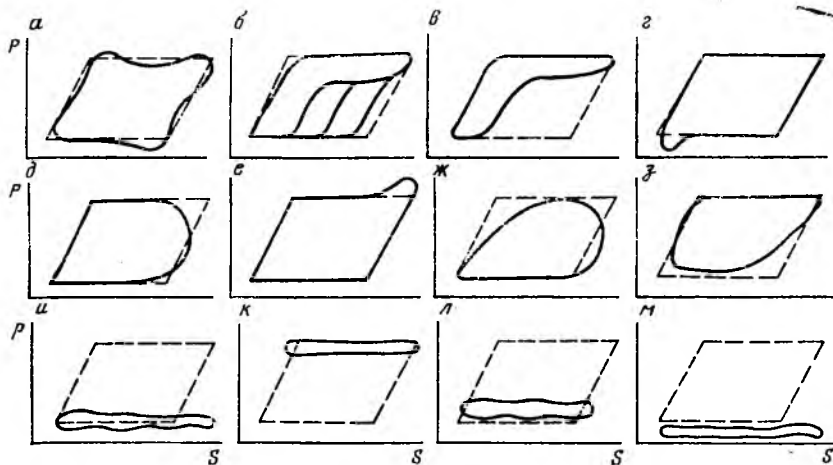


Рис. 9.5. Практические динамограммы работы штангового насоса:

а — нормальная тихходная работа; *б* — влияние газа; *в* — превышение подачи насоса над притоком в скважину; *г* — низкая посадка плунжера; *д* — выход плунжера из цилиндра нестванного насоса; *е* — удары плунжера о верхнюю ограничительную гайку вставного насоса; *ж* — утечки в нагнетаемой части; *з* — утечки во всасывающей части; *и* — полный выход из строя нагнетательной части; *к* — полный выход из строя всасывающей части; *л* — полуфонтанный характер работы насоса; *м* — обрыв штанг (пунктиром показаны линии теоретической динамограммы)

значения приводятся в § 9.3). Силы трения направлены против движения, поэтому при ходе вверх они увеличивают нагрузку, а при ходе вниз — уменьшают. Инерционные нагрузки вызывают «инерционный поворот» динамограммы относительно нормального ее положения (см. рис. 9.4, б). Волнистый характер линий обусловлен колебательными процессами в штангах (см. рис. 9.4, в). Практические динамограммы по виду всегда отличаются от теоретической, сопоставление с которой позволяет выявить дефекты и неполадки в работе установки и насоса (рис. 9.5). Такая расшифровка динамограмм возможна при небольших глубинах, малых динамических нагрузках и малых диаметрах насоса. При значительных динамических нагрузках динамограмма, полученная с помощью ГДМ-3, существенно искажается, что затрудняет надежный контроль за работой насосов. В таких условиях представляет интерес получение глубинных динамограмм, соответствующих нижнему концу штанговой колонны, или пересчет динамограмм, полученных наземным динамографом, в глубинные (метод разработан А. С. Вирновским). Для снятия динамограммы с помощью ГДМ-3 требуется остановка станка-качалки. На автоматизированных промыслах осуществлен переход на снятие динамограмм дистанционно из диспетчерского пункта с использованием стационарно установленных тензометрических датчиков усилий и датчиков линейных и угловых перемещений.

Для телемеханизации применяют систему телемеханики ТМ-620, которая обеспечивает телеуправление двухпозиционными исполнительными устройствами ТУ, телеизмерение интегральных (дебит) ТИИ и текущих (давление и др.) ТИТ значений параметров, телединамометрирование (телеконтроль) ТД, телесигнализацию аварийного состояния ТСА, телесигнализацию состояния двухпозиционного объекта ТСС, а также двухстороннюю телефонную связь. Совместно с системой ТМ-620 работает устройство телединамометрирования частотное УТЧ. Система типа ТМ-660Р «Хазар» в качестве линии связи имеет также выделенный радиоканал. Разрабатываются объектно ориентированные микропроцессорные комплексы, позволяющие дистанционно управлять кустами (группой) скважин с механизированной (газлифтной, насосной) добычей нефти.

Исследование скважин, оборудованных штанговыми насосными установками

Скважины, оборудованные ШСНУ, исследуют в основном при установившихся режимах с целью получения индикаторной линии $Q(\Delta p)$ и зависимости Q от режимных параметров работы установки. Согласно уравнению (9.2) дебит задают величинами S и n , изменяя одну из них при переходе к другому режиму отбора жидкости.

Исследование скважин, оборудованных ШСНУ, осложняется тем, что спуск глубинных приборов в насосные трубы исключен, так как этому мешает колонна штанг. Отсюда особенность исследования в данном случае по сравнению с другими способами эксплуатации скважин связана с определением забойного давления p_z . Его можно определить прямым или косвенным путем. Косвенные методы приводят к большим ошибкам и могут быть применены только для ограниченного числа скважин, в частности сильно обводненных. Необходимую точность результатов можно получить только лишь непосредственным измерением параметров в скважине.

Существуют два способа спуска приборов в такие скважины: на колонне НКТ и на проволоке или кабеле. При прямом измерении p_z по первому способу лифтовые скважинные манометры подвешивали к приемному патрубку ШСН и спускали в скважину вместе с НКТ. Часовой механизм с многосуточным заводом обеспечивал возможность местной регистрации давления в процессе исследования. Однако необходимость проведения спускоподъемных операций НКТ ограничила применение лифтовых манометров. При прямом измерении p_z по второму способу в затрубное пространство на стальной проволоке диаметром 2—2,2 мм через патрубок устьевое оборудования (при эксцентричной подвеске НКТ) спускают малогабаритный скважин-

ный манометр диаметром 22—25 мм (способ разработан в БашНИИнефти). Одно из главных преимуществ способа — оперативность. Однако в глубоких и искривленных скважинах возможны прихваты и обрывы проволоки. Известен также способ, когда приборы спускают на кабеле, а затем уже спускают колонну труб с насосом. Прямые измерения p_z обеспечивают получение надежных результатов исследования. Поэтому представляет интерес применение датчиков давления, постоянно находящихся в скважине.

Косвенным путем определить p_z можно по формуле гидростатического давления:

$$p_z = h_d \rho_{ж} g, \quad (9.59)$$

где h_d — динамический уровень жидкости; $\rho_{ж}$ — средняя плотность жидкости в скважине (в затрубном пространстве и ниже присма насоса), которую обычно принимают равной плотности дегазированной нефти с учетом обводнения вследствие затруднений при ее определении. Определение глубины h_d' от устья скважины до динамического уровня жидкости осуществляют с помощью эхолота. Тогда $h_d = H - h_d'$.

Сущность эхометрии заключается в следующем. В затрубное пространство с помощью датчика импульса звуковой волны (пороховой хлопушки) посылается звуковой импульс. Звуковая волна, пройдя по стволу скважины, отражается от уровня жидкости, возвращается к устью скважины и улавливается кварцевым чувствительным микрофоном. Микрофон соединен через усилитель с регистрирующим устройством, которое записывает все сигналы (исходный и отраженные) на бумажной ленте в виде диаграммы. Лента перемещается с помощью лентопротяжного механизма с постоянной скоростью v_d . Измеряя длину записи l_{yp} между импульсами сигналов на эхограмме, определяем время прохождения звукового сигнала от устья до уровня и обратно $t_{yp} = l_{yp} / v_d$. Тогда вычисляем расстояние от устья до динамического уровня $h_d' = v_{zv} \frac{t_{yp}}{2}$, где v_{zv} — скорость звука в газовой среде затрубного пространства.

Однако метод эхолотирования имеет ряд недостатков. Скорость v_{zv} зависит от давления, температуры и плотности газа. Погрешность в ее определении снижает точность результатов исследования. Погрешность результатов уменьшается, если их находить по изменениям динамического уровня. Для ее определения на колонне НКТ вблизи уровня на заданной глубине $L_{реп}$ предварительно при очередном ремонте устанавливают репер-отражатель. В качестве репера служит утолщенная муфта или отрезок трубы, который на 50—65 % перекрывает затрубное пространство. На эхограмме получаем сигнал, отраженный от репера. Тогда определяем аналогично время прохождения волны

до репера и обратно $t_{\text{реп}} = l_{\text{реп}}/v_{\text{д}}$ и скорость звука $v_{\text{зв}} = 2L_{\text{реп}}/t_{\text{реп}}$, где $l_{\text{реп}}$ — длина записи на эхограмме. Можно также записать $h_{\text{д}}' = L_{\text{реп}}l_{\text{ур}}/l_{\text{реп}}$, т. е. исключается необходимость определения $v_{\text{зв}}$. На промыслах зачастую строят зависимость $v_{\text{зв}}$ от давления и используют ее на других скважинах этого же месторождения. Использование в высокочувствительных эхолотах электронных усилителей с фильтром для глушения помех и выделения измеряемого сигнала позволяет зафиксировать на ленте сигналы, отраженные от каждой муфты колонны НКТ. Умножая число пиков на длину трубы, определяют $h_{\text{д}}'$.

Известно применение также волномеров, которые представляют собой те же эхолоты ЭМ-52, только вместо звукового импульса в затрубное пространство посылается импульс давления газа. Метод волнометрирования разработан Ю. А. Балакировым. Импульс давления газа создается либо кратковременным впуском газа из баллона высокого давления, либо выпуском газа из затрубного пространства с помощью специального быстродействующего отсекавателя. Этот метод в отличие от эхолотирования позволяет определить динамический уровень в скважинах глубиной уже до 4000 м при избыточном давлении в затрубном пространстве (до 7,5 МПа). Наличие вспененной жидкости в затрубном пространстве затрудняет получение четкого отраженного сигнала. Во избежание вспенивания не допускается разрядка газа в затрубном пространстве, а гашения пены добиваются перепуском жидкости с устья. Имеется также система контроля уровня жидкости в скважине типов СКУ-1М и «Эхо» с глубиной измерения до 3000 м при давлении газа в затрубном пространстве до 15 МПа.

§ 9.5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ ШТАНГОВЫМИ НАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ, В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Осложнения в эксплуатации скважин, оборудованных ШСНУ, обусловлены большим газосодержанием на приеме насоса, повышенным содержанием песка в продукции (пескопроявлением), наличием высоковязких нефтей и водонефтяных эмульсий, существенным искривлением ствола скважины, отложениями парафина и минеральных солей, высокой температурой и др.

Методы борьбы с вредным влиянием свободного газа на работу насоса

Нефтяной газ выполняет работу по подъему жидкости с забоя на поверхность. Однако значительное количество свободного газа на приеме насоса приводит к уменьшению коэффициента наполнения насоса α_n вплоть до срыва подачи. Срыв подачи продолжается от нескольких до десятков минут, за исключением случаев, когда перепуск газа из затрубного пространства в нефтесборный трубопровод не осуществляется на устье. Затем подача возобновляется до нового срыва. Это объясняется тем, что приток в скважину продолжается, уровень подымается выше приема насоса, давление у приема возрастает, а паряду с этим цилиндр наполняется жидкостью вследствие утечек через зазор плунжерной пары и в нагнетательном клапане.

Известно несколько методов борьбы с вредным влиянием свободного газа на работу насосов. Из формулы (9.8) следует, что уменьшением доли вредного пространства $k_{вр}$ можно добиться повышения коэффициента наполнения α_n . При отсутствии влияния вредного пространства ($k_{вр}=0$) работа насоса устойчива при любом даже самом низком коэффициенте наполнения. Это достигается либо применением насоса с нагнетательным клапаном в нижней части плунжера (НСН-2, НСВД), либо увеличением длины хода плунжера (длинноходовой насос, правильная посадка плунжера над всасывающим клапаном), либо одновременным увеличением длины хода плунжера при одновременном уменьшении диаметра насоса. Однако тип насоса всегда должен быть правильно подобран к условиям скважины.

Основной метод борьбы — уменьшение газосодержания в жидкости, поступающей в насос. При увеличении погружения насоса под динамический уровень увеличивается давление на приеме, как следствие, уменьшается объем свободного газа за счет сжатия и больше газа растворено в нефти. Если становится $p_{пр} \geq p_n$, то свободного газа вообще нет на этой глубине, т. е. вредное влияние газа прекращается. При нормальной работе погружение составляет 20—50 м ($p_{пр}=0,15—0,4$ МПа), а при наличии газа его доводят, если это возможно, до 230—350 м, что соответствует около 30 % p_n ($p_{пр}=2—3$ МПа). Однако это обуславливает дополнительное задалживание оборудования (штанг, труб, СК большей грузоподъемности) и увеличение его ремонтности. Поэтому перед входом в прием насоса осуществляют сепарацию (отделение) газа от жидкости и отвод его в затрубное пространство, а оттуда — перепуск в выкидную линию, где давление меньше давления газа (в НКТ, на поверхности). Сброс газа в атмосферу недопустим. В результате сепарации часть естественной энергии газа теряется и не используется для подъема жидкости.

Расчет газосодержания и сепарации газа на приеме насоса

Количество свободного газа на приеме насоса, приведенное к нормальным (стандартным) условиям, можно определить как разность между количеством газа, выделяющимся при нормальных условиях, и количеством газа $V_{гр}$, которое растворено в нефти (растворением в воде пренебрегаем) в условиях приема насоса (можно установить при лабораторном анализе разгазирования проб нефти или оценить по закону Генри)

$$V_{го} = G_0 V_{но} - V_{гр} = V_{но} [G_0 - \alpha_p (\rho_{пр} - \rho_0)] \quad (9.60)$$

и приведено к условиям приема насоса (по закону Менделеева—Клапейрона)

$$V_{г} = \frac{V_{го} p_0}{z_0 T_0} \cdot \frac{z_{пр} T_{пр}}{\rho_{пр}} = \left[G_0 - \alpha_p (\rho_{пр} - \rho_0) \right] \frac{V_{н} z_{пр} T_{пр} p_0}{b_n z_0 T_0 \rho_{пр}}, \quad (9.61)$$

где $V_{но} = V_n / b_n$ — количество нефти при нормальных условиях; b_n — объемный коэффициент нефти; V_n — количество нефти при условиях приема насоса; $z_0, z_{пр}$ — коэффициент сверхсжимаемости газа как функция давления и температуры соответственно при стандартных условиях (p_0, T_0) и при условиях на приеме ($p_{пр}, T_{пр}$).

Из формулы (9.61) имеем газовое число, отнесенное к объему нефти V_n и характеризующее газосодержание на приеме насоса,

$$R_{г} = \frac{V_{г}}{V_n} = [G_0 - \alpha_p (\rho_{пр} - \rho_0)] \frac{z_{пр} T_{пр} p_0}{b_n z_0 T_0 \rho_{пр}}, \quad (9.62)$$

а также отнесенное к объему жидкости $V_{ж}$ (равному сумме объемов нефти V_n и воды V_v)

$$R_{ж} = \frac{V_{г}}{V_{ж}} = \frac{V_{г}}{V_n} \cdot \frac{V_n}{V_n + V_v} = R_{г} (1 - n_v), \quad (9.63)$$

где n_v — доля воды в продукции скважины по жидкости. Отсюда следует, что чем больше $\rho_{пр}$, тем меньше $R_{г}$ и $R_{ж}$, а также чем больше n_v , тем меньше $R_{ж}$.

Сепарацию газа у приема насоса характеризуют коэффициентом сепарации σ_c . Коэффициент сепарации σ_c — это отношение объема свободного газа $V_{гз}$, уходящего в затрубное пространство, ко всему объему свободного газа $V_{г}$ при термодинамических условиях у приема насоса:

$$\sigma_c = \frac{V_{гз}}{V_{г}} = \frac{V_{гз}}{V_{г}} \cdot \frac{V_{ж}}{V_{ж}} = \frac{R_{з}}{R_{ж}} \quad (9.64)$$

или

$$\sigma_c = \frac{V_{гз}}{V_{г}} = \frac{V_{г} - V_{гтр}}{V_{г}} = 1 - \frac{V_{гтр} \cdot V_{ж}}{V_{г} \cdot V_{ж}} = 1 - \frac{R'}{R_{ж}}, \quad (9.65)$$

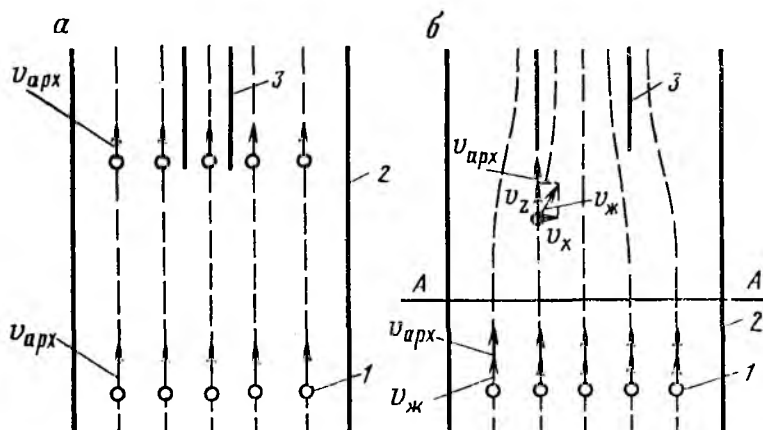


Рис. 9.6. Сепарация газа в межтрубном пространстве в неподвижной (а) и движущейся (б) жидкостях:

1 — пузырьки газа; 2 — эксплуатационная колонна; 3 — внутренняя труба

откуда находим

$$R' = R_{\text{ж}}(1 - \sigma_c) = R_{\text{г}}(1 - n_{\text{в}})(1 - \sigma_c), \quad (9.66)$$

где $R_{\text{г}} = V_{\text{гз}}/V_{\text{г}}$ — затрубное газовое число; $V_{\text{гтр}}$ — расход свободного газа, поступающего в насос и дальше в насосно-компрессорные трубы; $R' = V_{\text{гтр}}/V_{\text{г}}$ — трубное газовое число.

Сепарация газа на приеме насоса зависит от многих факторов. В простейших условиях ее можно представить рис. 9.6. Принимаем, что пузырьки газа равномерно распределены в жидкости. На каждый пузырек действует архимедова сила, они всплывают в жидкости со скоростью $v_{\text{арх}}$. Траектории их движения показаны пунктиром. Очевидно, что коэффициент сепарации в неподвижной жидкости $\sigma_{\text{с0}}$ равен отношению площади $F_{\text{з}}$ поперечного сечения затрубного пространства между колонной 1 и трубами 2 к площади $F_{\text{с}}$ проходного сечения колонны 1, так как расходы газа пропорциональны этим площадям (см. рис. 9.6, а), т. е.

$$\sigma_{\text{с0}} = F_{\text{з}}/F_{\text{с}}. \quad (9.67)$$

В движущейся жидкости каждый пузырек перемещается по криволинейной траектории (см. рис. 9.6, б), отличной от траекторий движения частиц жидкости, со скоростью, равной векторной (геометрической) сумме скорости движения жидкости $v_{\text{ж}}$ и скорости всплывания $v_{\text{арх}}$ (относительного движения). Скорость $v_{\text{ж}}$ можно представить вертикальной v_z и горизонтальной v_x составляющими. Ниже некоторого сечения А—А скорость движения пузырька равна алгебраической сумме скоростей $v_{\text{ж}}$

и $v_{арх}$. Выше сечения $A—A$ вертикальная составляющая скорости движения пузырька равна уже алгебраической сумме v_z и $v_{арх}$, а горизонтальная составляющая равна v_x и способствует переносу пузырька в насос. В зависимости от соотношения вертикальной и горизонтальной составляющих скоростей движения пузырьков $(v_z + v_{арх})/v_x$ (параметр И. Г. Белова) они будут либо увлекаться в насос, либо проходить мимо него, т. е. отделяться (сепарироваться) от жидкости. Это приводит к уменьшению σ_c по сравнению с σ_{c0} .

Скорость v_x тем больше, чем больше расход жидкости. Скорость $v_{арх}$ зависит от вязкости жидкости, плотности газа и жидкости, диаметра пузырьков, их взаимодействия и др. При работе насоса прием его перемещается вверх и вниз на величину деформации НКТ. Всасывание происходит только при ходе плунжера вверх (прием насоса также перемещается вверх), а при ходе вниз газ сепарируется. Поэтому коэффициент сепарации устанавливают с учетом опытных данных обычно в виде:

$$\sigma_c = \frac{\sigma_{c0}}{1 + 1,05 \frac{Q_{ж}}{v_{арх} F_c}}, \quad (9.68)$$

где $Q_{ж}$ — объемный расход жидкости в условиях приема.

Скорость $v_{арх}$ для безводной нефти можно рассчитать по формуле И. Т. Мищенко, а для обводненной продукции — принять $v_{арх} = 0,02$ м/с при $n_v \leq 0,5$ и $v_{арх} = 0,17$ м/с при $n_v > 0,5$.

Газовые якоря

Сепарацию газа можно улучшить с помощью защитных устройств и приспособлений, называемых газовыми якорями (газо-сепараторами), которые устанавливают на приеме насоса. Вопросы защиты насосов от газа посвящены работы А. Н. Адонина, И. Т. Мищенко, А. М. Пирвердяна и др. Принципиальные схемы некоторых газовых якорей показаны на рис. 9.7. Работа их основана на использовании сил гравитации (всплывания), инерции, а также их сочетания.

В однокорпусном якоре (рис. 9.7, а) при изменении направления газожидкостного потока на 180° пузырьки газа под действием архимедовой силы всплывают и частично сепарируются в затрубное пространство, а жидкость через отверстия 2 поступает в центральную трубу 4 на прием насоса. Эффективность сепарации определяется соотношением скоростей жидкости и газовых пузырьков и конструктивным исполнением сепаратора (незащищенный открытый вход или дырчатый фильтр).

На рис. 9.7, б показан двухкорпусный якорь с фильтром (отверстия) у входа. В двух-, трех- или четырехкорпусных (сек-

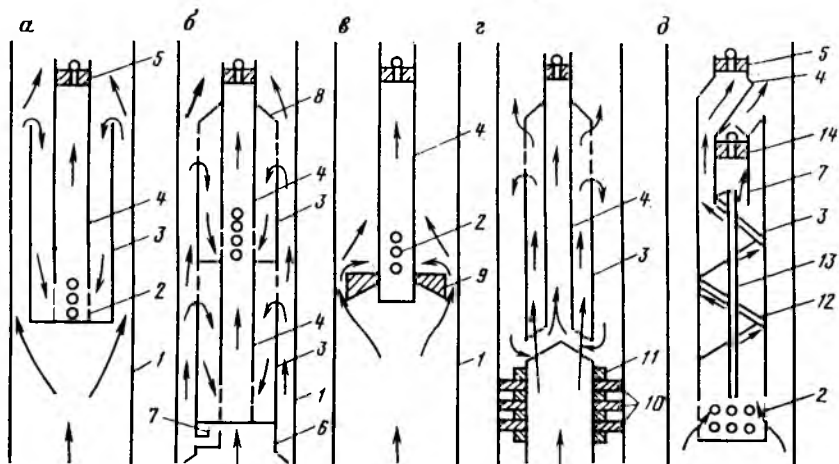


Рис. 9.7. Принципиальные схемы газовых якорей однокорпусного (а), двухкорпусного (б), однотарельчатого (в), зонтичного (г) и винтового (д): 1 — эксплуатационная колонна; 2 — отверстия; 3 — корпус; 4 — приемная труба; 5 — всасывающий клапан насоса; 6 — пеногаситель; 7 — газоотводная труба; 8 — камера для накопления газа; 9 — тарелка; 10 — манжеты; 11 — крепление манжет; 12 — винт; 13 — стержень винта; 14 — обратный клапан

ционных) якорях, представляющих собой систему нескольких параллельно работающих якорей, общий расход жидкости разделяется на части, в результате чего уменьшается скорость жидкости в зоне разделения фаз и повышается эффективность сепарации. И. Г. Белов предлагает в четырехкорпусном якорь выбрать число отверстий таким образом, чтобы в первый сверху корпус поступало 10 % расхода, второй — 20 %, третий — 30 % и четвертый — 40 %. В процессе работы насоса поток жидкости в якорь между корпусом 3 и центральной трубой 4 прерывистый. При ходе нагнетания скорость жидкости в якорь равна нулю. Именно при этом полувинте пузырьки газа свободно всплывают в неподвижной жидкости и якорь выполняет свою функцию. При ходе всасывания жидкость с газом поступает в якорь. Пузырьки газа не смогут проникать в насос, если длина всплывания пузырьков при ходе нагнетания будет не меньше длины входа жидкости с пузырьками в якорь при ходе всасывания. Из этого условия вычисляют длину и площадь проходного сечения якоря. Эффективность сепарации можно повысить созданием условий для коалесценции (объединения) пузырьков газа в большие пузырьки, скорость всплывания которых больше. Это особенно важно при откачке нефти с пенообразованием.

На рис. 9.7, б показан двухкорпусный якорь, к нижней секции которого присоединен пеногаситель 6. В пеногасителе

образуются пузырьки больших размеров. Через газоотводную трубу 7 они выходят в затрубное пространство, всплывают там с большой скоростью и частично разрушают пену. В камере 8 этого же якоря выше верхних отверстий фильтра образуется газовая шапка, газ из которой периодически вырывается в виде больших пузырьков и свободно всплывает по обсадной колонне.

В однотарельчатом якорь (рис. 9.7, в) под тарелкой 9, обращенной краями вниз, пузырьки газа коалесцируют, а сепарация газа происходит при обтекании тарелки и движении смеси горизонтально над тарелкой к отверстиям 2 во всасывающей трубе 4.

Высокую сепарационную эффективность обеспечивает многосекционный (восьмитарельчатый) якорь. Эффективность его работы можно повысить использованием глубоких тарелок (глубиной до 80 мм) с трубками для выпуска газа из них, а также чередованием тарелок с газовыводными трубками и тарелок без них.

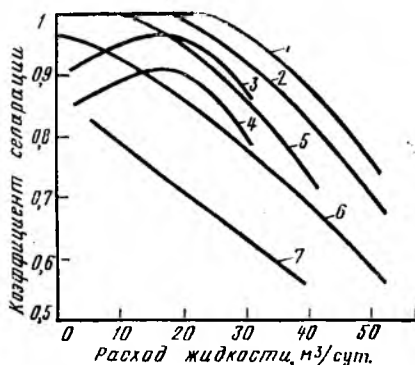
В якорь-зонте (рис. 9.7, г) используются поворот потока на 180° и коалесценция пузырей газа. По сравнению с однокорпусным якорем он является обращенным. В нем роль затрубного пространства выполняет корпус 3 якоря, а роль корпуса якоря — затрубное пространство, которое значительно расширено, поэтому эффективность якоря-зонты выше. Применяют также двухсекционные якорь-зонты.

При высокой скорости жидкости и малой скорости всасывания пузырьков эффективен винтовой якорь (рис. 9.7, д), основанный на инерционном принципе. Смесь жидкости и газа, поступающая в якорь через отверстия 2 фильтра, совершает винтовое движение, направляемое поверхностью винта 12. Под действием центробежной силы частицы жидкости перемещаются к стенке корпуса 3 якоря, а пузырьки газа — к боковой поверхности стержня 13 винта 12. Двигаясь далее вверх, газ попадает в газовыпускную трубку 7 и в затрубное пространство. Клапан 14 предотвращает поступление жидкости и газа из затрубного пространства в трубку 14. Этот якорь можно использовать в качестве вставного якоря вместе со вставным насосом.

Коэффициент сепарации якорей существенно зависит от расхода жидкости (рис. 9.8). При увеличении расхода в якорь вовлекается большое количество мелких пузырьков (диаметром менее 0,3 мм), которые практически не объединяются и не сепарируются от жидкости. А. М. Пирвердян показал, что наиболее эффективен двухкорпусный якорь-зонт. Ему несколько уступает однокорпусный якорь-зонт. При дебитах более $25 \text{ м}^3/\text{сут}$ тарельчатый якорь с газовыпускными трубками более эффективен, чем обычный тарельчатый якорь. Четырехкорпусный якорь уступает двум предыдущим конструкциям при дебитах более $20 \text{ м}^3/\text{сут}$, но при дебите жидкости менее $20 \text{ м}^3/\text{сут}$

Рис. 9.8. Сравнение экспериментальных зависимостей коэффициентов сепарации газовых якорей при различных расходах жидкости (по данным А. Н. Адонина и А. М. Пирвердяна):

1 — двухсекционный 60-мм якорь-зонт; 2 — однокорпусный якорь-зонт; 3 — винтовой 46-мм сепаратор для вставного насоса; 4 — винтовой 76-мм сепаратор; 5 — тарельчатый 89-мм якорь; 6 — четырехкорпусный 89-мм сепаратор; 7 — открытый прием



его эффективность выше. Область применения винтового якоря невелика, однако его преимущество — наименьший диаметр.

Известны также другие конструкции газовых якорей, например погружной якорь. Его входные отверстия расположены в интервале динамического уровня и существенно выше (более 100 м) приема насоса, который монтируется внутри якоря. Вдоль пути движения жидкости давление уменьшается, а затем повышается. Поэтому жидкость существенно разгазируется, часть газа отсепарируется, а неотделившийся газ в результате повышения давления растворяется в жидкости и сжимается при движении потока вниз к насосу. Благоприятные условия для сепарации газа могут создаваться при спуске насоса в зумпф скважины и расположении динамического уровня жидкости ниже нижних отверстий зоны перфорации. Зумпф скважины можно рассматривать как якорь большого диаметра с длинным фильтром (зона перфорации), по которому распределен поток входящей в скважину газожидкостной смеси. Подобным образом можно эксплуатировать обводняющиеся газовые скважины, а также газоконденсатные скважины при накоплении конденсата на забое.

Развитием якоря-зонта является пакерный якорь (якорь-трап), в котором к приему насоса подвешивается пакер. Газожидкостная смесь из-под пакера отводится по трубке в затрубное пространство выше динамического уровня, где газ сепарируется, а дегазированная жидкость поступает на прием насоса.

При наличии фонтанных проявлений целесообразно не сепарировать газ у приема насоса, а использовать его энергию на подъем жидкости наряду с энергией, которую сообщает насос. Для этого под насосом устанавливают хвостовик до глубины, по возможности, выделения газа. Теоретическую подачу насоса принимают на расходы жидкости и газа для условий приема.

Борьба с вредным влиянием песка на работу насоса

Отрицательное влияние песка в продукции сводится к абразивному износу плунжерной пары, клапанных узлов и образованию песчаной пробки на забое. Песок также при малейшей негерметичности НКТ быстро размывает каналы протекания жидкости в резьбовых соединениях, усиленно изнашивает штанговые муфты и внутреннюю поверхность НКТ, особенно в искривленных скважинах. Даже при кратковременных остановках (до 10—20 мин) возможно заклинивание плунжера в насосе, а при большом осадке — и заклинивание штанг в трубах. Увеличение утечек жидкости, обусловленных абразивным износом и разрывом, приводит к уменьшению подачи ШСНУ и скорости восходящего потока ниже приема, что способствует ускорению образования забойной пробки. А забойная пробка существенно ограничивает приток в скважину. Снижение дебита вследствие износа оборудования и образования песчаной пробки вынуждает проведение преждевременного ремонта для замены насоса и промывки пробки. К «песочным» скважинам относят скважины с содержанием песка более 1 г/л.

Можно выделить следующие четыре группы методов борьбы с песком.

1. Наиболее эффективный метод — предупреждение и регулирование поступления песка из пласта в скважину. Первое может быть обеспечено либо установкой специальных фильтров на забое (см. гл. 5), либо креплением призабойной зоны (см. гл. 10), а второе — уменьшением отбора жидкости. При этом целесообразно обеспечить плавный запуск песочной скважины последовательным увеличением S , n или подливом чистой жидкости в скважину через затрубное пространство (20—25 % от дебита).

2. Обеспечение выноса на поверхность значительной части песка, поступающего в скважину. А. Н. Адонин показал, что такой вынос обеспечивается при условии

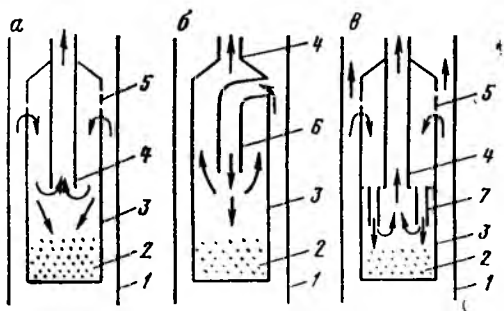
$$\omega_{\text{ж}}/\omega_{\text{св}} \geq 2 \div 2,5, \quad (9.69)$$

где $\omega_{\text{ж}}$ — скорость восходящего потока жидкости (газожидкостной смеси), $\omega_{\text{св}}$ — скорость свободного осаждения песчинки (с расчетным диаметром, равным среднему диаметру наиболее крупной фракции, составляющей около 20 % всего объема песка).

Если при заданных диаметрах труб и штанг условие (9.69) не выполняется, то можно уменьшить диаметр подъемных труб (или подобрать соответствующее сочетание подъемных труб и штанг), применить насосные установки с трубчатыми штангами, установить под насосом хвостовые трубы, спускаемые в зону перфорации, либо осуществить подкачку (подлив) чистой жид-

Рис. 9.9. Принципиальные схемы песочных прямого (а) и обратного (б) действия и газопесочного (в) якорей:

1 — эксплуатационная колонна; 2 — слой накопившегося песка; 3 — корпус; 4 — приемная труба; 5 — отверстие для ввода смеси в якорь; 6 — труба для ввода смеси; 7 — трубки для ввода жидкости и песка



кости (нефти, воды) в затрубное пространство. Применение хвостовика уменьшает высоту пробки, образующейся на забое при остановке. На подлив затрачивается дополнительная энергия для подъема подливаемой жидкости, однако исключается возможность прихвата насоса и хвостовика песком, заклинивания плунжера за счет уменьшения объемной концентрации песка в потоке.

3. Применением песочных якорей (сепараторов) и фильтров, устанавливаемых у приема насоса, осуществляется сепарация песка от жидкости. Работа песочных якорей основана на гравитационном принципе. В якорях прямого и обратного действия (рис. 9.9, а и б) жидкость изменяет направление движения на 180° , песок отделяется под действием силы тяжести и осаждается в песочном «кармане», при заполнении которого якорь извлекают на поверхность и очищают. Условие эффективной работы — существование в якорь скорости восходящего потока жидкости, меньшей скорости осаждения песчинок. По опытным данным А. М. Пирвердяна, якорь обратного действия значительно эффективнее якоря прямого действия, так как благодаря трубе 6 (насадке) увеличивается скорость нисходящего потока жидкости с песком. Песочный якорь прямого действия одновременно может быть газовым якорем. Компоновка якоря обратного действия и однокорпусного газового якоря показана на рис. 9.9, в. Применение песочных якорей — не основной, а вспомогательный метод борьбы с песком, который целесообразен в скважинах с непродолжительным поступлением песка или же с небольшим общим его количеством.

Противопесочные фильтры, устанавливаемые у приема насоса, предупреждают поступление в насос песчинок средних и крупных размеров (более 0,01 мм в зависимости от соотношения размеров песчинок и каналов материала фильтра). Известны сетчатые, проволоочные, капроновые, щелевые, гравийные, металлокерамические, цементно-песчано-солевые, песчано-пластмассовые, пружинные и другие фильтры. По данным А. М. Пирвердяна, лучшие — это сетчатые фильтры с размерами ячеек

0,25×1,56 мм. Однако вследствие быстрого засорения (забивания, заиливания) противопесочные фильтры не нашли широкого распространения. Их целесообразно помещать в корпусе с «карманом» для осаждения песка (не образуется забойная пробка, уменьшается скорость заиливания) или сочетать с песочным якорем.

4. Однако полностью избежать вредного влияния песка не удастся. Некоторое количество песка поступает в насос и приводит к износу пары плунжер—цилиндр и клапанов. Поэтому используются специальные насосы для песочных скважин (см. § 9.1), а также ведутся работы по усовершенствованию стандартных насосов и созданию новых конструкций для защиты трущейся пары плунжер—цилиндр. Например, можно отметить повышение износостойкости насоса (хромированный плунжер с азотированными втулками), применение насосов с малыми зазорами между плунжером и цилиндром, с сепаратором внутри плунжера, с гидрозащитой пары плунжер—цилиндр (с вязкопластическим уплотнением, с использованием феррожидкостей), плунжеров с круговыми канавками типа «пескобрей», магнитных плунжеров, создание гидрозащиты при использовании полых штанг и др.

Особенности откачки высоковязких нефтей и водонефтяных эмульсий

В последнее время в разработку вовлекаются месторождения с высоковязкими нефтями. Основной способ подъема таких нефтей на поверхность — насосный. Это объясняется малодобитностью скважин и экономической неэффективностью других способов. В процессе эксплуатации возникают осложнения, вызванные силами гидродинамического трения при движении штанг в жидкости, а также движении жидкости в трубах и через нагнетательный и всасывающий клапаны. Вредное влияние гидродинамических сил трения сводится к увеличению $P_{\max}$, уменьшению $P_{\min}$ и коэффициента полезного действия ШСНУ. При откачке нефтей с вязкостью более 500 мПа·с может происходить «зависание» штанг в жидкости при ходе вниз (см. § 9.3).

Для уменьшения влияния вязкости применяют различные технические приемы и технологические схемы добычи. При откачке высоковязких нефтей используют специальные двухплунжерные насосы (см. § 9.1), увеличивают диаметры НКТ, насоса и проходные сечения в клапанах насоса, устанавливают тихходный режим откачки (уменьшают число качаний до 3—4 мин⁻¹ и длину хода до 0,6—0,9 м). Силы гидродинамического трения прямо пропорциональны скорости откачки Sn (см. § 9.3). Снижения вязкости откачиваемой жидкости можно достичь подливом растворителя (маловязкой нефти) в затрубное простран-

ство (10—15 % расхода добываемой нефти) или воды (для получения двухфазного потока нефти в воде), подогревом откачиваемой жидкости у приема насоса или закачкой горячего теплоносителя в затрубное пространство. Известны также различные технологические схемы насосной добычи, согласно которым штанги помещают в среду маловязкой нефти или воды в НКТ, а продукция скважины поднимается по затрубному пространству выше пакера.

При обводненности продукции $n_v = 0,4—0,8$ водонефтяные эмульсии обладают высокой вязкостью, а гидродинамические силы трения достигают наибольшего значения. Если эмульсия неустойчивая, то на забое накапливается вода, что вызывает рост забойного давления. С целью снижения забойного давления можно применить хвостовик или увеличить глубину спуска насоса, если этому не препятствует степень загрузки насоса-станка-качалки. При откачке эмульсии типа «нефть в воде» возрастают износ, утечки, снижается усталостная прочность штанг, повышается их обрывность.

Особенности эксплуатации искривленных и наклонно направленных скважин

При большой кривизне ствола скважины (на месторождениях Западной Сибири целесообразно размещение наклонных скважин кустами) наблюдается интенсивное истирание насосно-компрессорных труб и штанг вплоть до образования длинных щелей в трубах или обрыва штанг. Для медленного проворачивания колонны штанг и плунжера «на заворот» при каждом ходе головки балансира с целью предотвращения одностороннего истирания штанг, муфт и плунжера, предотвращения отвинчивания штанг и удаления парафина при использовании пластинчатых скребков применяют штанговращатель. Он состоит из круглого зубчатого диска, закрепленного на устьевом штоке горизонтально, и храпового механизма с шарнирным зубом и рычагом, который тросом соединяется с неподвижной точкой. При каждом качании балансира трос натягивается и посредством храпового механизма поворачивает диск и соответственно штанги на один шаг зубчатого диска. Штанги делают один оборот за число качаний, равное количеству зубьев в диске по его периметру.

Для уменьшения износа трение скольжения заменяют трением качения путем использования муфт-вставок, снабженных роликами. Принимают режим откачки, характеризующийся большим S и малым n . С целью предотвращения образования осадка песка на штанговой колонне устанавливают скребки-завихрители.

§ 9.6. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ШТАНГОВЫМИ НАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ

Из уравнения (9.2) подачи ШСНУ следует, что подачу Q можно повысить увеличением площади сечения плунжера F (диаметра насоса d_n), числа качаний n , длины хода устьевого штока S и коэффициента подачи α_n . Однако с ростом F увеличиваются нагрузки на штанги и, следовательно, уменьшается длина хода плунжера вследствие упругих деформаций штанг и труб, что может привести не к повышению, а к снижению Q за счет уменьшения α_n . Увеличение n приводит к росту динамических нагрузок на штанги и СК. Увеличение S ограничивается конструкцией СК. Кроме этого, для СК ограничен максимальный крутящий момент $M_{кр}$ на валу кривошипа (или редуктора):

$$M_{кр. \max} = P_{ж} l_{бал} / (2\eta_m) \quad (9.70)$$

или более точно с использованием динамограммы

$$M_{кр. \max} = (P_{\max} - P_{\min}) l_{бал} / (2\eta_m), \quad (9.71)$$

где $l_{бал}$ — длина переднего плеча балансира СК; η_m — механический коэффициент полезного действия СК от канатной подвески до вала редуктора ($\eta_m \approx 0,85$). Значит, увеличение F (тоже d_n) и n приводит к росту нагрузок на штанги, что сопровождается повышением частоты аварий со штангами (обрывы, отвороты). В настоящее время считается, что от параметров откачки (Q , n , d_n , L , n) зависит только частота аварий со штангами, на которые приходится 25—40 % от общего числа аварий подземной части ШСНУ, а частота прочих аварий от них не зависит (износ и выход из строя насоса, его элементов и др.). А. С. Вирновский на основании теоретических и экспериментальных данных предложил формулу для расчета вероятной частоты аварий со штанговой колонной (число обрывов на скважине в год)

$$\gamma_{обр} = C'n \left(\frac{d_n}{d_{шт}} \right)^{3,2; K + 0,13} \left(\frac{L}{1000} \right)^{2K' + 1}, \quad (9.72)$$

где C' , K' — коэффициенты, которые зависят соответственно от предела усталостной прочности (свойств материала штанг) и свойств откачиваемой жидкости и материала штанг; L — длина колонны штанг, м. Величины C' и K' определяют путем статистической обработки практических данных. Для условий ряда нефтяных месторождений Бакинского нефтепромыслового района для штанг из углеродной стали при средних значениях L , n и отсутствии осложнений $C'n = 0,533$; $K' = 0,75$ —1, а при больших значениях L , n и откачке коррозионных жидкостей $K' = 1$ —2. Примем $K' = 1$. Тогда из формулы (9.72) следует, что $\gamma_{обр}$ прямо пропорционально n в первой степени, а d_n приблизительно в кубе. Частота аварий $\gamma_{обр}$ не зависит от S , однако

при больших S силы инерции заметно увеличивают амплитуду и максимальную нагрузку, что несколько повышает $\gamma_{обр}$.

Таким образом, на основании изложенного приходим к выводу, что правильно назначенный режим откачки должен характеризоваться максимальным S , соответствующим данному станку-качалке, минимальным F (тоже d_n), а число качаний n вычисляется из формулы подачи (9.7). Во всех случаях надо стремиться к увеличению α_n . В настоящее время применяют две расчетные методики, отличающиеся полнотой учета конкретных условий. Рассмотрим каждую методику более подробно.

Выбор насосного оборудования и первоначального режима откачки с помощью диаграмм А. Н. Адонина и таблиц

Расчет с использованием диаграмм и таблиц является наиболее простым и применяется при оперативном решении задачи. А. Н. Адонин построил диаграммы зависимости подачи Q ШСНУ от глубины спуска насоса L . Диаграмма разделена на области применения стандартных СК, внутри которых выделены поля стандартных диаметров насосов d_n (рис. 9.10). При построении диаграмм принято: коэффициент наполнения насоса $\alpha_n = 0,85$ как средний за межремонтный период без учета влияния газа; плотность жидкости $\rho = 900 \text{ кг/м}^3$, погружение насоса под динамический уровень $h = 0$, устьевое давление $p_2 = 0$. Штанговые колонны подобраны для условий наибольшей нагрузки для каждого СК и каждого диаметра насоса d_n , а приведенные напряжения в штангах не превышают 120 МПа. Предельные глубины L определены двумя параметрами СК: а) максимально допустимой нагрузкой на балансир в точке подвеса штанг, рассчитываемой по формулам А. С. Вирновского; б) максимальным допускаемым крутящим моментом на валу редуктора, вычисляемым по эмпирической формуле Р. А. Рамазанова:

$$M_{кр. max} = S [300 + 2,4 (P_{max} - P_{min})], \quad (9.73)$$

где величины измеряют: $M_{кр. max}$ в Н·м; S — м; P_{max} и P_{min} — Н. Нагрузки и $M_{кр. max}$ рассчитаны для максимальных длины хода, числа качаний и массы принятой штанговой колонны.

Порядок выбора оборудования и режима откачки следующий. Фактическая глубина спуска насоса

$$L = h'_d + h = (H - h_d) + h, \quad (9.74)$$

где h'_d — расстояние от устья скважины до динамического уровня h_d ; H — глубина скважины. Величину h_d определяют из уравнения притока (5.14) при показателе $n = 1$, т. е.

$$h_d = \frac{p_3}{\rho g} = \frac{p_{пл} - Q/K_0}{\rho g}. \quad (9.75)$$

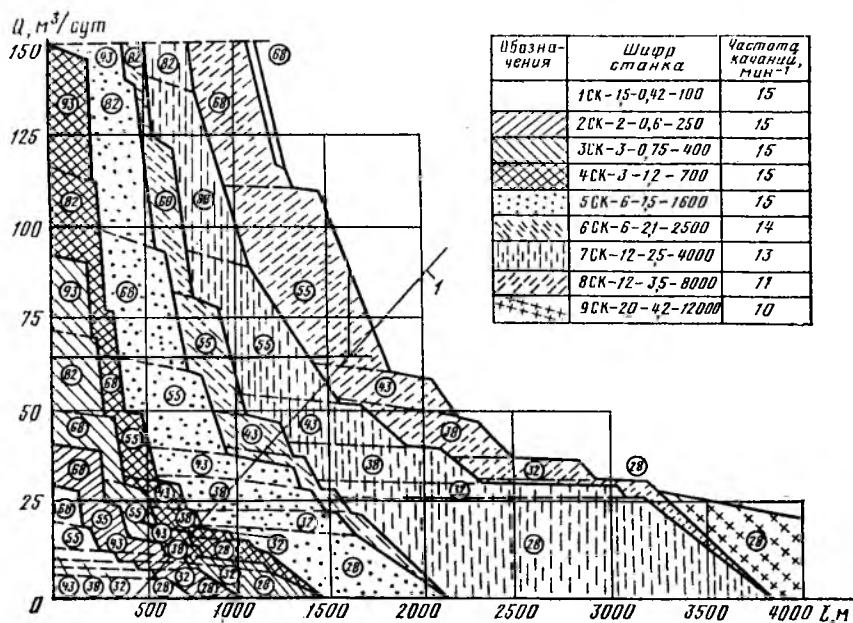


Рис. 9.10. Диаграмма А. Н. Адонина

Величину h рассчитывают по давлению на приеме насоса с использованием формулы (9.26) или принимают с учетом гидравлических сопротивлений в приемном клапане (см. § 9.3) и вредного влияния газа (см. § 9.5). Тогда получают связь между глубиной спуска насоса L и подачей Q для условия совместной и согласованной работы пласта и насосного подъемника

$$L = H - \frac{p_{пл} - Q/K_0}{\rho g} + h. \quad (9.76)$$

Для учета p_2 и $p_{пр}$ рассчитывают приращение расчетной глубины спуска насоса

$$\Delta L = \frac{F(p_2 - p_{пр})}{q_{ш}}, \quad (9.77)$$

где $q_{ш}$ — средний вес 1 м штанговой колонны. Условная расчетная глубина спуска насоса

$$L_p = L + \Delta L \quad (9.78)$$

или

$$L_p = H - \frac{p_{пл} - Q/K_0}{\rho g} + h + \Delta L. \quad (9.79)$$

Эта зависимость представлена на рис. 9.10 линией 1. При заданном дебите Q скважины по Q и L_p на диаграмме находят тип СК и диаметр насоса (в качестве примера на рис. 9.10 показан выбор 8 СК-12-3,5-8000 и $d_n=55$ мм). Далее принимают $S=S_{\max}$ (указано в шифре СК), а для получения заданного Q уточняют число качаний балансира n из пропорции

$$n/n_{\max} = Q/Q_{\max}, \quad (9.80)$$

где $n_{\max}$ — максимальное число качаний данного СК; $Q_{\max}$ — максимальная подача, соответствующая верхней границе поля насоса данного диаметра.

Затем выбирают тип насоса и группу посадки в зависимости от подачи, высоты подъема и вязкости жидкости, обводненности, содержания газа и песка. Диаметр НКТ выбирают по таблице в зависимости от типа и диаметра насоса, а конструкцию колонны штанг — от диаметра и глубины спуска насоса.

Пример. Выбрать насосное оборудование и режим откачки с помощью диаграмм А. Н. Адонина. Исходные данные: $Q=25$ т/сут; $K_0=10^{-5}$ т/(Па $\times$ Хсут); $p_{пл}=10$ МПа; $H=2500$ м; $\rho=880$ кг/м³; газа в продукции мало.

Решение. Вычисляем $h_d = \left[10 \cdot 10^6 - \frac{25}{10^{-5}} \right] / (880 \cdot 9,81) = 868$ м; принимаем $h=50$ м; рассчитываем $L=2500-868+50=1682$ м; по диаграмме находим: $d_n=28$ мм; 7СК 12-2,5-4000; принимаем $S=S_{\max}=2,5$ м и уточняем $n=13 \cdot 25/25,1=12,95$. Для данной глубины принимаем насос НСВ-1, тогда при диаметре 28 мм требуются 60 мм НКТ (по табл. IV.25 [8]). Принимаем двухступенчатую колонну штанг: диаметром 22 мм — длина $1682 \cdot 0,28=471$ м и 19 мм — длина $1682 \cdot 0,72=1211$ м (табл. IV.9 [8]).

В последующем на основе измерений дебита и динамометрирования корректируют найденные L и параметры режима откачки, чтобы получить заданный дебит при высоком коэффициенте наполнения насоса. На практике могут возникнуть осложнения в работе запроектированной установки. Они обусловлены отсутствием полной исходной информации и невозможностью ее учета при таком детерминированном подходе. Поэтому находят все более широкое применение методики оптимизации работы насосных скважин, основанные на вероятностно-статистическом учете влияющих факторов и использовании ЭВМ.

Выбор штанговой насосной установки и режима откачки с использованием кривых распределения давления

Данная методика позволяет более полно учесть условия откачки, в частности наличие свободного газа. Ее применение целесообразно для оптимизации работы установки. Возможность обеспечения заданного дебита Q регулированием многих технологических и конструктивных параметров придает задаче многовариантный характер и требует творческого ее решения, основные принципы которого сводятся к следующему.

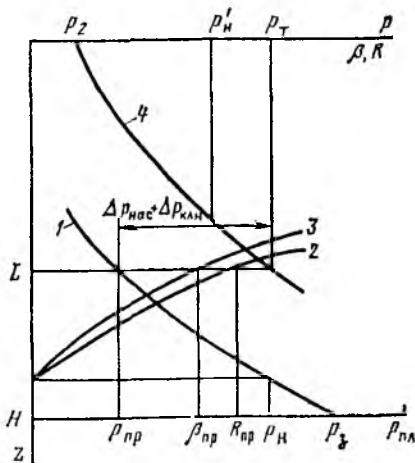


Рис. 9.11. Кривые распределения давления, газового числа и расходного газосодержания, построенные для проектирования эксплуатации скважины штанговой насосной установкой

каждом интервале изменения давления от глубины, где $p(z) = p_{\text{н}}$, по формуле

$$\beta(z) = \frac{R(z)}{1 + R(z)}. \quad (9.81)$$

Рекомендуется принимать $\beta_{\text{max}} = 0,75$, при превышении которого в процессе откачки плунжер при ходе вниз ударяется о жидкость, что приводит к резкому росту числа обрывов штанг.

2. Выбираем глубину спуска насоса L . С увеличением L при наличии свободного газа на приеме повышается коэффициент наполнения насоса $\alpha_{\text{н}}$, увеличиваются нагрузки на штанги и станок-качалку, коэффициент подачи $\alpha_{\text{п}}$ переходит через максимум и дальше уменьшается, возрастают затраты на оборудование, эксплуатацию и подземный ремонт, т. е. по одним критериям глубина должна быть малой, а по другим — большой. При такой конфликтной ситуации выбор может быть только компромиссным: выигрыш по одному критерию означает проигрыш по другому. Поэтому рекомендуется выбирать несколько вариантов глубин спуска насоса, а оптимальную глубину принимать окончательно по минимуму приведенных экономических затрат. При выборе вариантов глубин следует использовать формулу (9.79), учесть β_{max} и, по возможности, опыт эксплуатации на конкретном месторождении. На выбор L может повлиять глубина отложения парафина, солей, различная кривизна ствола скважины

1. Строим (рис. 9.11) кривые распределения давления $p(z)$, газового числа $R(z)$ и расходного газосодержания $\beta(z)$ по стволу скважины (соответственно 1, 2, 3) в обсадной колонне по принципу «снизу вверх» от забоя до глубины, где давление становится равным минимально допустимому на приеме насоса (с учетом гидравлических потерь в приемном клапане) или расходное газосодержание достигает максимально допустимого значения β_{max} . Величину $p(z)$ можно рассчитать по любой методике с учетом выделения газа (см. § 6.5, 7.5). Газовое число $R(z)$ вычисляем по формуле (9.62), в которой вместо $p_{\text{пл}}$ записываем $p(z)$. Газосодержание $\beta(z)$ определяем на

и др. Для выбранной глубины спуска пересечение горизонтали L на рис. 9.11 с кривыми 1, 2 и 3 дает соответственно значения давления $p_{пл}$, газового числа $R_{пр}$ и газосодержания $\beta_{пр}$ на приеме насоса.

3. Для ориентировочной оценки выбираем по диаграмме А. Н. Адонина и таблицам параметры установки и режим откачки (СК, d_n , S , n , диаметр НКТ и конструкцию штанговой колонны).

4. Выбираем тип и группу посадки насоса аналогично предыдущей методике, решаем вопрос необходимости применения газовых и песочных якорей. Из диаграммы А. Н. Адонина следует, что каждому диаметру насоса соответствует определенное поле взаимосвязи $Q-L$. Поэтому бывает целесообразным рассмотреть несколько вариантов, отличающихся диаметром насоса, и аналогично глубине L выбрать оптимальный диаметр.

5. В зависимости от типа и диаметра насоса уточняем по таблице диаметр НКТ с учетом возможности спуска НКТ и насоса в скважину с заданной эксплуатационной колонной.

6. Рассчитываем сепарацию газа у приема насоса, трубное газовое число R' (см. § 9.5) и новое давление насыщения $p'_н$ с использованием экспериментальной зависимости или из уравнения закона Генри:

$$R' = \alpha_p p'_н \quad (9.82)$$

7. Строим кривую распределения давления $p(z)$ от устьевского давления p_2 по принципу «сверху вниз» для заданного дебита Q , определенных диаметров НКТ и штанг (кольцевой поток), трубного газового числа R' (кривая 4). Отметим, что в интервале между p_2 и $p'_н$ движется газожидкостная смесь, а ниже — негазированная жидкость. При $z=L$ находим давление на выкиде насоса p_t . Средняя плотность смеси в НКТ $\rho_{см} = (p_t - p_2)/(Lg)$.

8. Определяем максимальный перепад давления при движении продукции через всасывающий $\Delta p_{кл. в}$ и нагнетательный $\Delta p_{кл. н}$ клапаны насоса (см. § 9.3), давление в цилиндре соответственно при всасывании и нагнетании: $p_{вс. ц} = p_{пр} - \Delta p_{кл. в}$, $p_{нагн. ц} = p_t + \Delta p_{кл. н}$, а также перепад давления, создаваемый насосом

$$\Delta p_{нас} = p_{нагн. ц} - p_{пр} \quad (9.83)$$

9. Вычисляем утечки в зазоре плунжерной пары $q_{ут}$, коэффициенты α_n , $\alpha_{ус}$ и подачу насоса $Q_{нас}$, обеспечивающую заданный дебит

$$Q_{нас} = Q(p_{вс. ц})/\alpha_n \quad (9.84)$$

Затем подбираем длину хода плунжера $S_{пл}$ и число ходов n (большее $S_{пл}$ и меньшее n) из формулы

$$S_{пл}n = 4Q_{нас}/(\pi d_n^2). \quad (9.85)$$

При выборе учитываем результаты определения по пункту 3 с использованием диаграммы А. Н. Адонина и увязываем с параметрами стандартных СК и насосов.

10. Подбирается конструкция штанговой колонны по одной из методик и определяются: длина хода полированного штока S с учетом упругих деформаций; экстремальные нагрузки P_{max} и P_{min} ; силы трения; приведенное напряжение в точке подвеса штанг $\sigma_{пр}$; максимальный крутящий момент $M_{кр. max}$.

11. Сопоставляя расчетные данные P_{max} , $M_{кр. max}$, S и n с паспортными характеристиками, окончательно выбираем станок-качалку.

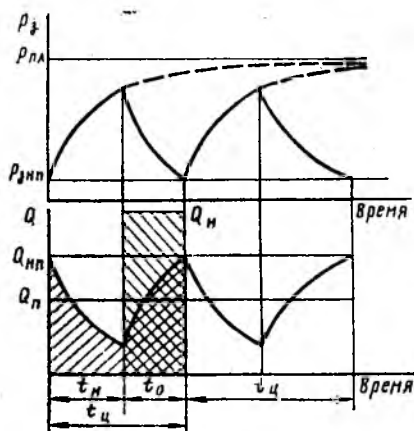
12. Рассчитываем энергетические показатели работы установки и выбираем электродвигатель.

13. Для выбора оптимального варианта по глубине спуска и диаметру насоса рассчитываем экономические показатели.

§ 9.7. ПЕРИОДИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН ШТАНГОВЫМИ НАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ

Скважины с дебитом до $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ независимо от высоты подъема жидкости относят к малodeбитным. Они составляют примерно половину действующего фонда СССР. Непрерывная откачка жидкости из таких скважин при полном заполнении цилиндра насоса практически не применяется, так как существующие СК, как правило, не могут обеспечить малую производительность (технологическая причина) и средний отбор по мере износа насоса меньше установленного дебита (экономическая причина). В случае непрерывной откачки при неполном заполнении цилиндра, когда возможная подача установки больше дебита (оптимальный запас подачи равен двум), отбор из скважины больше, однако возрастает износ оборудования, уменьшается коэффициент полезного действия установки, повышается себестоимость добычи. Себестоимость подъема 1 т нефти на поверхность определяется отношением эксплуатационных расходов, равных сумме энергетических затрат, затрат на ремонт оборудования и амортизационных отчислений, к накопленной добыче, а затраты зависят от продолжительности работы установки. Поэтому более целесообразна периодическая эксплуатация таких малodeбитных скважин, ибо за счет уменьшения продолжительности работы уменьшаются эксплуатационные затраты и, как следствие, при одной и той же накопленной добыче ее себестоимость.

Рис. 9.12. Изменение режимных параметров при периодической эксплуатации скважины штанговой насосной установкой (штриховкой показаны накопленный приток за период t_n и накопленная откачка за период t_o)



Характер изменения забойного давления p_z и притока жидкости в скважину Q во времени при периодической эксплуатации показан на рис. 9.12. Цикл периодической откачки ($t_{ц}$) состоит из двух процессов: накопления жидкости (рост p_z при уменьшении Q); откачки жидкости (уменьшение p_z при увеличении Q). Недостаток периодической эксплуатации по сравнению с непрерывной — потеря некоторого количества нефти. Тем не менее при определенных условиях она может быть экономически оправдана. Скважины для периодической откачки выбирают по результатам анализа геолого-технологических и технико-экономических факторов. Основными из них являются следующие:

относительное снижение дебита — отношение среднего дебита Q_n , получаемого при периодической откачке, к дебиту при непрерывной откачке $Q_{нп}$:

$$\varphi_n = Q_n / Q_{нп} < 1; \quad (9.86)$$

коэффициент запаса подачи — отношение возможной подачи Q_n данной установки при полном заполнении цилиндра жидкостью к фактическому дебиту при непрерывной откачке $Q_{нп}$:

$$\epsilon_n = \alpha_n Q_t / Q_{нп} = Q_n / Q_{нп}, \quad (9.87)$$

где α_n — фактический коэффициент подачи нового насоса; Q_t — теоретическая подача насоса. Относительное снижение дебита φ_n оценивают по формуле АзНИПИнефть (или номограмме) из условия, что себестоимость нефти C_n при периодической откачке не должна быть выше, чем себестоимость $C_{нп}$ при непрерывной откачке, т. е. $C_n \leq C_{нп}$. Желательно, чтобы значение φ_n составляло 0,8—0,95. А. Н. Адонин рекомендует принимать $\epsilon_n = 1,5—3,5$.

Решая совместно формулы для φ_n и ε_n , можно увязать продолжительности периода накопления t_n и откачки t_0 (см. рис. 9.12):

$$\left. \begin{aligned} Q_n &= \varphi_n Q_{\text{нп}} \\ Q_n &= \frac{Q_n t_0}{t_0 + t_n} = \frac{Q_n}{1 + \frac{t_n}{t_0}} \end{aligned} \right\} \Rightarrow \varphi_n Q_{\text{нп}} = \frac{Q_n}{1 + \frac{t_n}{t_0}} \Rightarrow$$

$$1 + \frac{t_n}{t_0} = \frac{Q_n}{\varphi_n Q_{\text{нп}}} \Rightarrow \frac{t_n}{t_0} = \frac{\varepsilon_n}{\varphi_n} - 1. \quad (9.88)$$

Продолжительность t_n определим по изменению dV объема жидкости в скважине за время dt :

$$\left. \begin{aligned} dV &= Q dt \\ dV &= F_3 dh = F_3 \frac{dp_3}{\rho g} \end{aligned} \right\} \Rightarrow Q dt = F_3 \frac{dp_3}{\rho g} \Rightarrow$$

$$t_n = \frac{F_3}{\rho g} \int_{p_{3\text{нп}}}^{p_3} \frac{dp_3}{Q}, \quad (9.89)$$

где F_3 — площадь проходного сечения затрубного пространства; dp_3 — повышение забойного давления, соответствующее повышению уровня жидкости в скважине dh .

В процессе откачки жидкости снижение p_3 во времени вызвано подачей насоса Q_n , уменьшенной на величину притока Q , поскольку $p_3 < p_{\text{пл}}$. Тогда аналогично продолжительность откачки определим:

$$\left. \begin{aligned} dV &= -F_3 dh = -F_3 \frac{dp_3}{\rho g} \\ dV &= (Q_n - Q) dt \end{aligned} \right\} \Rightarrow -F_3 \frac{dp_3}{\rho g} = (Q_n - Q) dt \Rightarrow$$

$$t_0 = \frac{F_3}{\rho g} \int_{p_3}^{p_{3\text{нп}}} \frac{dp_3}{Q - Q_n}. \quad (9.90)$$

Приток Q — функция забойного давления p_3 , т. е. $Q(p_3)$. Для расчета t_n и t_0 имеются формулы А. С. Вирновского и О. С. Татейшвили, А. Н. Адонина, М. Н. Писарика, В. И. Шурова, В. С. Бойко, выведенные для различных условий притока (напорный, безнапорный, напорно-безнапорный потоки, режим растворенного газа) и законов фильтрации (линейный, квадратичный, степенной).

В общем случае методика расчета сводится к следующему. Задаются значением ε_n , определяют φ_n , из трансцендентного

уравнения (9.88) при использовании формул (9.89) и (9.90) графоаналитическим методом или путем последовательных приближений находят p_z или Q . Затем по формуле (9.89) вычисляют t_n и из формулы (9.88) при найденном t_n рассчитывают t_0 . Чтобы избежать неудобств решения трансцендентного уравнения А. С. Вирновский и О. С. Татейшвили, дали приближенное его решение.

На периодическую эксплуатацию целесообразно переводить скважины, характеризующиеся малыми коэффициентами продуктивности, большими пластовыми давлениями, большими диаметрами эксплуатационной колонны. Чем больше t_n , тем более выгодна периодическая откачка, так как при этом увеличивается время простоя оборудования, а следовательно, экономится электроэнергия и меньше изнашивается оборудование. Чем больше частота ремонтов и стоимость каждого ремонта, тем в большей степени скважина подходит для периодической откачки. При наличии зумпфа в скважине можно избежать потерь в добыче нефти, периодически откачивая из него жидкость. В карбонатных пластах для такой же цели создают накопительные камеры на забос. Перевод на периодическую откачку не рекомендуется при обводненности более 80—90 % и содержании песка более 1 %.

По мере износа насоса для поддержания дебита скважины необходимо интенсифицировать режим работы установки за счет запаса подачи и увеличить продолжительность откачки. Насос рекомендуется заменять, когда t_0 увеличится в 10—15 раз.

Аналитическое определение режимных параметров обычно не дает надежных результатов (наличие различных осложнений, отсутствие качественных исследований). На практике с помощью динамографа устанавливают момент, когда уровень жидкости достигает приема насоса и происходит подсос газа из затрубного пространства. А периоды накопления устанавливают опытным путем, изменяя их продолжительность, чтобы получить приемлемое φ_n . Период откачки меняется с помощью автоматических устройств, включающих и отключающих СК. Их работа может быть основана на разных принципах: а) реле времени (не учтен износ насоса); б) по прекращению подачи; в) косвенное измерение уровня жидкости в скважине; г) динамографическое реле; д) датчики силы и давления и др. При правильно организованной периодической эксплуатации календарный межремонтный период по смене насоса увеличивается по сравнению с непрерывной эксплуатацией в 2—3 раза.

§ 9.8. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ПОГРУЖНЫМИ ЦЕНТРОБЕЖНЫМИ И ВИНТОВЫМИ ЭЛЕКТРОНАСОСАМИ

Отличительная особенность установок погружного центробежного (УЭЦН) и винтового (УЭВН) электронасосов — перенос первичного двигателя в скважину к насосу.

Область применения и принципиальная схема УЭЦН

Область применения — это высокодебитные, обводненные, глубокие и наклонные скважины с дебитом 25—1300 м³/сут и высотой подъема 500—2000 м.

УЭЦН состоит из погружного агрегата, оборудования устья, электрооборудования и НКТ (рис. 9.13). В зависимости от поперечного размера погружного агрегата УЭЦН подразделяют на четыре условные группы 5, 5А, 6 и 6А (табл. 9.2). В зависимости от количества агрессивных компонентов, содержащихся в откачиваемой жидкости, насосы установок имеют исполнение обычное (УЭЦН) и повышенной коррозионно- (УЭЦНК) и износостойкости (УЭЦНИ). Условия применимости УЭЦН по перекачиваемым средам: жидкость с содержанием механических примесей для УЭЦН и УЭЦНК не более 0,1 г/л, для УЭЦНИ не более 0,5 г/л; свободного газа на приеме насоса не более 25 %; сероводорода не более 0,01 г/л и 1,25 г/л для УЭЦНК; воды не более 99 %; водородный показатель (рН) пластовой воды для УЭЦНК в пределах 6—8,5. Температура в зоне размещения электродвигателя не должна превышать 50—90 °С. Установки выпускаются по II группе надежности в климатическом испол-

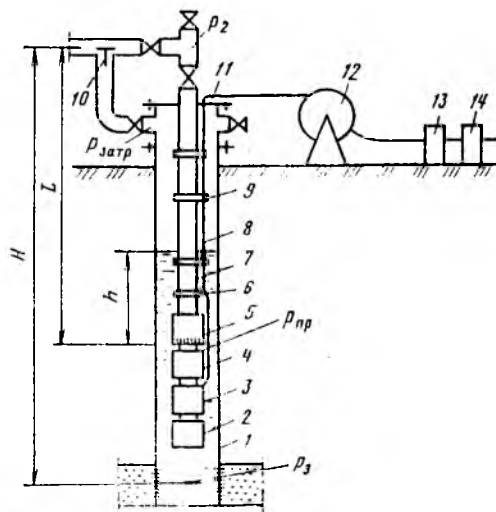


Рис. 9.13. Установка погружного центробежного электронасоса:

1 — эксплуатационная колонна; 2 — компенсатор; 3 — электродвигатель; 4 — протектор; 5 — центробежный электронасос; 6 — обратный и спускной клапаны; 7 — насосно-компрессорные трубы; 8 — электрический кабель; 9 — крепежный пояс; 10 — обратный перепускной клапан; 11 — оборудование устья; 12 — барабан для кабеля; 13 — станция управления; 14 — трансформатор

Таблица 9.2. Техническая характеристика погружных центробежных электронасосов

Установка	Подача номиналь- ная, м³/сут	Напор, м	Рекомендуемые рабочие параметры	
			Подача, м³/сут	Напор, м

Г р у п п а 5

У2ЭЦН5-40-1400	40	1400	25—70	1425—1015
УЭЦН5-80-1200	80	1205	60—115	1285—715
У3ЭЦН5-130-1200	130	1165	100—155	1330—870
У2ЭЦН5-200-800	200	795	145—250	960—545
УЭЦН-80-1550	80	1600	60—115	1680—970
УЭЦН5-130-1400	130	1460	100—155	1700—1100
УЭЦН5-80-1800	80	1780	60—115	1905—1030
УЭЦН5-40-1750	40	1800	25—70	1850—1340

Г р у п п а 5А

УЭЦН5А-100-1350	100	1380	80—140	1520—1090
У1ЭЦН5А-160-1100	160	1070	125—205	1225—710
УЭЦН5А-160-1400	160	1425	125—205	1560—1040
У1ЭЦН5А-250-800	250	810	190—330	890—490
У1ЭЦН5А-250-1000	250	1000	190—330	1160—610
У1ЭЦН5А-360-600	360	575	290—430	660—490
У2ЭЦН5А-360-700	360	700	290—430	810—550
У2ЭЦН5А-360-850	360	850	290—430	950—680
У2ЭЦН5А-360-1100	360	1120	290—430	1260—920
У1ЭЦН5А-500-800	500	810	420—580	850—700
УЭЦН5А-160-1750	160	1755	125—205	1920—1290

Г р у п п а 6

У1ЭЦН6-100-1500	100	1500	80—145	1610—1090
У2ЭЦН6-160-1450	160	1590	140—200	1715—1230
У4ЭЦН6-250-1050	250	1185	190—340	1100—820
У2ЭЦН6-250-1400	250	1475	200—330	1590—1040
У2ЭЦН6-350-850	350	890	280—440	1035—560
УЭЦН 6-500-750	500	785	350—680	930—490
УЭЦН6-100-1700	100	700	80—145	1820—1230
УЭЦН6-350-1100	350	1120	280—440	1280—700
УЭЦН6-250-1600	250	1580	200—330	1700—1075

Г р у п п а 6А

У1ЭЦН-500—1100	500	1090	350—680	1350—600
У1ЭЦН6-700-800	700	800	550—900	850—550

нении У (для умеренного климата). Для районов с холодным климатом установки комплектуются поверхностным электрооборудованием в исполнении ХЛ1. В качестве примера приведем шифры установок: УЗЭЦН 5-130-1200, УЭЦНИ 6-350-1100 и УЭЦНК 5-130-1200, где кроме УЭЦН приняты обозначения: 3 — модификация; 5 — группа насоса; 130 — подача, м³/сут; 1200 — развиваемый напор, м водяного столба; И — износостойкое исполнение; К — коррозионно-стойкое исполнение (остальные обозначения аналогичны).

Погружной агрегат (см. рис. 9.13) включает в себя центробежный электронасос 5, гидрозащиту и электродвигатель 3. Он спускается в скважину на колонне НКТ 7, которая подвешивается с помощью устьевоего оборудования 11, устанавливаемого на колонной головке эксплуатационной колонны 1. Электроэнергия от промысловой сети через трансформатор 14 и станцию управления 13 по кабелю 8, прикрепленному к наружной поверхности НКТ крепежными поясами 9 (хомутами), подается на электродвигатель 3, с ротором которого связан вал центробежного электронасоса 5 (ЭЦН). ЭЦН подает жидкость по НКТ на поверхность. Выше насоса установлен обратный шаровой клапан 6, облегчающий пуск установки после ее простоя, а над обратным клапаном — спускной клапан для слива жидкости из НКТ при их подъеме. ЭЦН — это погружной, центробежный, секционный, многоступенчатый электронасос. В корпусы секций вставляется пакет ступеней, представляющий собой собранные на валу рабочие колеса и направляющие аппараты. Число ступеней колеблется в пределах 127—413. Снизу в корпус ввинчивают основание насоса с приемными отверстиями и фильтр-сетку, через которые жидкость из скважины поступает в насос. В верхней части насоса находится ловильная головка с обратным клапаном, к которой крепятся НКТ.

В качестве привода насоса используется погружной, трехфазный, асинхронный с короткозамкнутым многосекционным ротором вертикального исполнения, маслonaполненный электродвигатель ПЭД. Обмотка статора соединяется с колодкой кабельного ввода, расположенного в головке.

Гидрозащита состоит из протектора 4, который устанавливается между ЭЦН и ПЭД, и компенсатора 2, присоединяемого к основанию ПЭД. Они обеспечивают смазку и защиту ПЭД от проникновения в его полость скважинной жидкости.

С поверхности до погружного агрегата протягивают питающий, полиэтиленовый (изоляция в один или два слоя), бронированный (эластичная стальная оцинкованная лента) круглый кабель (типа КПБК), а в пределах погружного агрегата — плоский (типа КПБП). Переход от круглого кабеля к плоскому сращивается горячим способом в пресс-формах. Строительная длина кабеля составляет 800—1800 м. Излишек кабеля после

спуска агрегата оставляется на кабельном барабане 12. Потери напряжения в кабеле составляют 25—125 В на 1000 м. Станция управления 13 обеспечивает включение и отключение установки при ручном и автоматическом управлении, самозапуск после появления исчезнувшего напряжения и аварийное отключение (перегрузки, короткое замыкание, колебания давления, отсутствие притока в насос и др.). Трансформатор 14 повышает напряжение подачи электроэнергии от напряжения промышленной сети (380 В) до напряжения питающего тока в НЭД (350—6000 В) с учетом потерь напряжения в кабеле.

Оборудование устья типа ОУЭ обеспечивает муфтовую подвеску НКТ, герметизацию устья (вывод кабеля и НКТ), подачу продукции и регулирование режима эксплуатации, отвод затрубного газа через обратный клапан 10 в линию нефтегазосбора и возможность проведения различных технологических операций. Герметичность вывода кабеля и НКТ достигается с помощью разъемного конуса, вставляемого в крестовину, резинового уплотнения и фланца. Для этих же целей используется также фонтанная арматура АФК1Э-65×140.

С целью увеличения дебита и высоты подъема, уменьшения металлоемкости УЭЦН были разработаны беструбные конструкции с применением грузонесущего (100 кН) кабеля-каната, например УЭЦНБ 5А-250-1050, где Б обозначает беструбную установку. В скважине размещаются снизу вверх насос, гидрозакрещит и электродвигатель. Это позволило увеличить диаметр погружного агрегата и соответственно напор, развиваемый одной ступенью, почти в 2 раза. С помощью НКТ, штанг или троса в скважину спускается и закрепляется на внутренней стенке эксплуатационной колонны шлицовый пакер. На кабеле-канате спускается погружной агрегат и сажается в седло пакера. На устье кабель-канат герметизируется в сальнике арматуры. Жидкость подается по обсадной колонне на поверхность. В данной конструкции сложной является борьба с песком, отложениями парафина.

Влияние газа и вязкости жидкости на рабочие характеристики ЭЦН

При подборе УЭЦН к скважине руководствуются паспортной (заводской) характеристикой насоса—зависимостями напора H , потребляемой мощности N и коэффициента полезного действия η от подачи Q насоса (рис. 9.14). Ее получают усреднением результатов испытаний нескольких насосов установочной партии на воде. Вероятная характеристика работы насоса в конкретной скважине может существенно отличаться от паспортной вследствие качества изготовления насоса, отличия вязкости откачиваемой жидкости от вязкости воды и наличия в продукции сква-

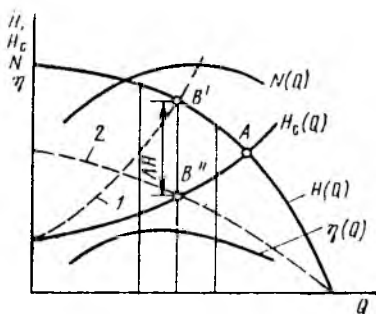


Рис. 9.14. Согласование напорных характеристик скважины и ЭЦН изменением характеристик скважины (1) или насоса (2).

$H_c(Q)$ — напорная характеристика скважины; $H(Q)$ — напорная характеристика насоса; $\eta(Q)$ — коэффициент полезного действия насоса; $N(Q)$ — потребляемая мощность

жины свободного газа. Влияние качества изготовления данного насоса на его характеристику целесообразнее установить испытаниями на воде при стандартных условиях. В литературе имеются эмпирические формулы оценки H и η для ряда значений Q при неизменной мощности. Кривые, почти сохраняя форму, смещаются вниз.

Увеличение вязкости откачиваемой жидкости приводит к ухудшению рабочих характеристик насоса. Они примерно сохраняют свою форму и смещаются вниз и влево по мере увеличения вязкости. Для пересчета рабочих характеристик на вязкие жидкости П. Д. Ляпков предложил графики и аппроксимационные формулы [8].

Свободный газ, поступающий вместе с жидкостью в ЭЦН, существенно ухудшает его рабочие характеристики. По длине насоса изменяются объемный расход, вязкость и плотность откачиваемой газожидкостной смеси. С увеличением расходного газосодержания $\beta_{пр}$ на приеме насоса рабочие характеристики могут изменяться незначительно, примерно сохранять свою форму и смещаться вниз и влево, при этом вид кривых H и η обусловлен изменением вязкости газожидкостной смеси, а кривой N — вязкости и плотности потока. Когда $\beta_{пр} > \beta_{пр}^*$, характеристика насоса меняется существенно. Правые части кривых становятся более крутыми и располагаются значительно ниже кривых при $\beta_{пр} = 0$. П. Д. Ляпков показал, что в межлопаточных каналах первых рабочих колес образуются газовые каверны, которые не участвуют в движении и снижают рабочие характеристики (наподобие паровой или парогазовой кавитации). Экспериментами А. Н. Дроздов и П. Д. Ляпков установили, что $\beta_{пр}^* = a_1 + a_2 \lg \bar{p}_{пр}$, где для смеси газ в воде и нефть + газ в воде $a_1 = 0,01$, $a_2 = 0,076$, а для смеси газ в нефти и вода + газ в нефти эти коэффициенты в 2 раза больше; $\bar{p}_{пр}$ — относительное давление на приеме ЭЦН (по отношению к атмосферному давлению p_0).

Вдоль насоса давление и температура увеличиваются, что сопровождается изменением объемного расхода Q газожидкост-

ной смеси. А. Н. Кезь и А. А. Брискман ввели понятие среднего интегрального расхода $Q_{\text{ср}}$ проходящей через насос смеси:

$$Q_{\text{ср}} = \frac{1}{p_{\text{вых}} - p_{\text{пр}}} \left[\int_{p_{\text{пр}}}^{p_{\text{н}}} Q dp + \int_{p_{\text{н}}}^{p_{\text{вых}}} Q dp \right], \quad (9.91)$$

где $p_{\text{вых}}$ — давление на выходе из насоса; $p_{\text{н}}$ — давление насыщения.

Напор, развиваемый насосом,

$$H = (p_{\text{вых}} - p_{\text{пр}}) / (\rho_{\text{ср}} g), \quad (9.92)$$

где $\rho_{\text{ср}} = M/Q_{\text{ср}}$ — средняя интегральная плотность проходящей через насос продукции; M — массовый расход продукции через насос.

Известно несколько методов борьбы с вредным влиянием газа на работу ЭЦН.

1. Увеличение погружения насоса под динамический уровень, в результате этого уменьшение содержания свободного газа на приеме (см. § 9.5).

2. Использование рабочих ступеней от насоса тех же габаритов, но с большей подачей в качестве первых 10—15 рабочих ступеней. Это обусловлено тем, что расход смеси вдоль насоса уменьшается.

3. Сепарация газа на приеме насоса (см. § 9.5) с отводом газа через затрубное пространство. Коэффициент сепарации газа у приема ЭЦН можно определить по формуле И. Т. Мищенко:

$$\sigma_{\text{с}} = \frac{1}{1 + 0,75 Q_{\text{ж}} / (v_{\text{арх}} F_3)}, \quad (9.93)$$

где $Q_{\text{ж}}$ — объемный расход жидкости у приема насоса, $\text{м}^3/\text{с}$; F_3 — площадь сечения затрубного пространства между обсадной колонной и погружным насосом, м^2 ; $v_{\text{арх}}$ — относительная скорость газовых пузырьков, определяемая в зависимости от доли воды в продукции $n_{\text{в}}$ и угла наклона скважины на участке приема погружного агрегата α_3 (в градусах):

$$v_{\text{арх}} = 0,02 + 0,000105 \alpha_3^{2,25} \quad \text{при } n_{\text{в}} \leq 0,5; \quad (9.94)$$

$$v_{\text{арх}} = 0,17 + 0,000105 \alpha_3^{2,25} \quad \text{при } n_{\text{в}} > 0,5. \quad (9.95)$$

По предложению П. Д. Ляпкина на валу насоса перед первой его ступенью можно установить газовый центробежный сепаратор, коэффициент сепарации которого $\sigma_{\text{гс}} \approx 0,6—0,8$. Тогда общий коэффициент сепарации

$$\sigma_{\text{общ}} = 1 - (1 - \sigma_{\text{с}}) (1 - \sigma_{\text{гс}}). \quad (9.96)$$

Выбор насоса и определение глубины подвески его с помощью напорных характеристик

Задача сводится к выбору такого типоразмера ЭЦН, который будет работать в условиях оптимального режима (максимального значения η) и обеспечит откачку заданного дебита скважины с данной глубины. Глубина L подвески ЭЦН, аналогично как и СШН, определяется по формуле (9.74) или (9.76). Погружение h насоса под динамический уровень принимается таким, чтобы на приеме насоса обеспечить давление, при котором расходное газосодержание $\beta'_{пр} \leq 0,15-0,25$. В большинстве это соответствует $h=150-300$ м. Применительно к условиям Туймазинского месторождения И. Т. Мищенко предложил расчетные формулы для определения рационального давления на приеме ЭЦН.

Условная напорная характеристика скважины представляет собой зависимость между дебитом Q и напором H_c , необходимым для подъема жидкости на поверхность:

$$H_c = h'_d + \frac{p_2}{\rho g} + h_{тр} - h_r, \quad (9.97)$$

где h'_d — расстояние от устья до динамического уровня; $h_{тр}$ — потери напора на трение при движении жидкости в НКТ; h_r — высота подъема жидкости в НКТ за счет энергии выделяющегося из нефти газа. Величину $h_{тр}$ вычисляют по формуле Дарси — Вейсбаха, при этом диаметром d НКТ можно задаться:

Q , м ³ /сут	...	<150	150—300	>300
d , мм (условный)	...	60	73	89

Обычно $h_{тр}=20-40$ м. Приняв $h_r=0$, повышаем расчетный запас. Тогда, задаваясь рядом значений Q , строим напорную характеристику скважины $H_c(Q)$.

Затем на $H_c(Q)$ накладываем характеристику $H(Q)$ такого насоса, который обеспечивает в области максимального значения η подачу, равную заданному дебиту, и $H \geq H_c$ (см. рис. 9.14). Точка A характеризует совместную согласованную работу насоса и скважины, однако не при оптимальном режиме работы насоса. В области оптимального режима согласовать работу можно изменением характеристики либо скважины (точка B'), либо насоса (точка B''), т. е. изменить напор на ΔH . В первом случае требуется увеличить устьевое давление p_2 на величину $\Delta p = \Delta H \rho g$ за счет использования местного сопротивления (устьевой штуцер), что, однако, приводит к увеличению нагрузки на подшипники насоса, ухудшению использования пластовой энергии, росту энергетических затрат и необходимости применения

устьевого арматуры, рассчитанной на повышенное давление. Поэтому обычно уменьшают напор насоса (точка B'') снятием лишних рабочих ступеней и заменой их направляющими вкладышами. При числе рабочих ступеней z насос развивает напор H , а для создания напора H_c требуется ступеней z_c . Составляя пропорцию, находим $z_c = z H_c / H$ и число ступеней, которые требуется снять: $\Delta z = z - z_c = z (1 - H_c / H) = z \Delta H / H$. Выбранный насос и погружной агрегат в целом должен соответствовать габаритам скважины.

Пример. Подобрать ЭЦН к скважине с помощью напорных характеристик. Исходные данные: $Q = 160 \text{ м}^3/\text{сут}$; $p_{пл} = 15 \text{ МПа}$; $K_0 = 8 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/(\text{Па} \times \text{Хсут})$; $p_2 = 0,7 \text{ МПа}$; $\rho = 900 \text{ кг/м}^3$; $H = 2300 \text{ м}$; $\mu = 2 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

Решение. Вычисляем $h'_d = 2300 - \frac{15 \cdot 10^6 - 160/(8 \cdot 10^{-5})}{900 \cdot 9,81} = 828 \text{ м}$; принимаем погружение насоса под динамический уровень $h = 50 \text{ м}$; задаемся $d = 59 \text{ мм}$ (условный 73 мм); вычисляем скорость $w = (160 \cdot 4)/(86400 \cdot 3,14 \times 0,059^2) = 0,678 \text{ м/с}$; критерий Рейнольдса $Re = (0,678 \cdot 0,059 \cdot 900)/(2 \cdot 10^{-3}) = 17993$; из графика [6] находим коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda = 0,03$ при относительной шероховатости труб, равной 10^{-3} ; вычисляем по формуле Дарси — Вейсбаха $h_{тр} = 0,03 \frac{828 + 50}{0,059} \cdot \frac{0,678^2}{2 \cdot 9,81} = 10,5 \text{ м}$; $H_c = 828 + \frac{0,7 \cdot 10^6}{900 \cdot 9,81} + 10,5 = 917,8 \text{ м}$ (величиной h_r пренебрегаем).

Заданную подачу обеспечивает насос 1ЭЦН5А-160-1100, который развивает напор 1225—710 м в области максимального значения η . Для уточнения числа ступеней воспользуемся рабочей характеристикой. При $Q = 160 \text{ м}^3/\text{сут}$ насос развивает напор 1100 м, тогда требуется снять рабочих ступеней $\Delta z = 224(1 - 917,8/1100) = 37$.

Выбор насоса и определение глубины его подвески с использованием кривых распределения давления

Данная методика позволяет более полно учесть наличие газа в продукции. Расчет выполняется в такой последовательности.

1. Строятся (рис. 9.15) кривые распределения давления в обсадной колонне $p(z)$ по принципу «снизу вверх» от забойного давления p_z (линия 1) и расходного газосодержания $\beta(z)$ от уровня p_n (линия 2).

2. При отводе свободного газа из затрубного пространства рассчитывается сепарация газа у приема насоса (аналогично ШСН).

3. Строится кривая $p(z)$ в НКТ по принципу «сверху вниз» от устьевого давления p_2 (линия 3). Диаметр d НКТ задается.

4. Проводим горизонталь минимальной глубины спуска насоса $L_{\min}$, что соответствует такому $\beta(z)$, при котором наступает срыв подачи насоса из-за влияния газа, т. е. $\beta'_{пр} = 0,15—0,25$. Поле между кривыми 1 и 3 ниже $L_{\min}$ определяет область возможных условий работы ЭЦН и глубины его подвески L .

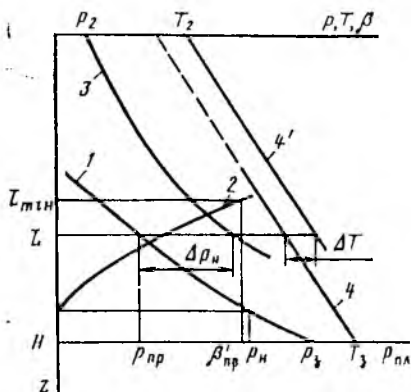


Рис. 9.15. Графическое определение глубины подвески ЭЦН

5. Указанные кривые целесообразно дополнить кривой распределения температуры $T(z)$ от забойной температуры $T_з$ до устьевой температуры T_2 (кривые 4 и 4'). Расчет можно выполнить либо с использованием естественной геотермы, либо с учетом движения жидкости. На глубине подвески ЭЦН отмечается скачок температуры ΔT , который обусловлен тепловой энергией, выделяемой электродвигателем и насосом (формула И. Т. Мищенко): $\Delta T = 320Q^{-0,88}$, где расход Q принят в м³/сут.

6. Тогда с учетом $\beta(z)$ и допустимой рабочей температуры насоса окончательно выбираем глубину L , которой соответствует $p_{пр}$.

7. Разность давлений между кривыми 1 и 3 при $z=L$ определяет перепад давления, который должен развивать насос Δp_n . Тогда требуемый напор насоса $H = \Delta p_n / (\rho_{ср} g)$.

8. Имея H , $Q_{ср}$, выбираем типоразмер ЭЦН (аналогично предыдущему) с учетом диаметра эксплуатационной колонны.

9. Вычисляем энергетические показатели (мощность и др.).

10. При необходимости задаемся другими значениями d , L и на основе экономических показателей выбираем наиболее выгодный вариант.

Исследование скважин, оборудованных УЭЦН

Исследование можно осуществить при установившихся и неуставившихся режимах. Для построения индикаторной линии необходимо иметь дебит Q , пластовое $p_{пл}$ и забойное $p_з$ давления. Дебит и пластовое давление измеряют, как и при рассмотренных выше способах эксплуатации. Затруднения возникают при определении $p_з$.

В БашНИПИнефти разработан способ спуска глубинных приборов на проволоке по колонне НКТ через специальное устройство мимо погружного агрегата на забой скважины. Устройство смещает оси НКТ и погружного агрегата, чем обеспечивается возможность выхода прибора из НКТ в затрубное пространство. Подъемные трубы герметизируются от затрубного пространства клапанным узлом, через который проходит проволока с подвешенным на ней прибором. Ввиду сложности работ способ не нашел применения.

Обычно забойное давление рассчитывают по давлению на приеме насоса $p_{\text{пр}}$ или по определяемому с помощью эхолота уровню жидкости в затрубном пространстве.

Для непосредственного измерения $p_{\text{пр}}$ в НКТ несколько выше ЭЦН предварительно устанавливают специальное запорное приспособление (устройство) с уплотнительным седлом, называемое суфлером. Скважинный манометр оборудуют специальным наконечником. При посадке через НКТ манометра в седло заглушка сдвигается и открывает отверстия, связывающие манометр с затрубным пространством скважины.

Менее точно давление $p_{\text{пр}}$ можно рассчитать по давлению на выкиде насоса $p_{\text{вык}}$, измеряемому скважинным манометром, спущенным в НКТ, и паспортному напору H_0 , развиваемому насосом при закрытой выкидной (манифольдной) задвижке. Если устьевое давление p_2 стабилизировалось, то $p_{\text{пр}} = p_{\text{вык}} - p_{\text{нас}}$, где $p_{\text{нас}} = H_0 \rho_{\text{ср}} g$ — давление, создаваемое насосом при нулевой подаче. Считается, что продолжительностью времени стабилизации p_2 и изменением уровня можно пренебречь.

Наиболее простой и наименее точный метод определения коэффициента продуктивности основан на измерениях давления на устье при двух режимах работы (подачах насоса Q' , Q''). Режим работы изменяют дросселированием потока на устье (прикрытием задвижки). На каждом режиме после его стабилизации закрывают манифольдную задвижку и измеряют давление на устье (p'_2 , p''_2). Тогда коэффициент продуктивности

$$K_0 = (Q' - Q'') / \Delta p, \quad (9.98)$$

где $\Delta p = (p''_2 - p'_2) + Lg(\rho''_{\text{см}} - \rho'_{\text{см}})$; $\rho'_{\text{см}}$, $\rho''_{\text{см}}$ — средняя плотность смеси в НКТ при соответствующих режимах. Если дополнительно допустить, что $\rho'_{\text{см}} \approx \rho''_{\text{см}}$, то

$$K_0 = (Q' - Q'') / (p'_2 - p'_2). \quad (9.99)$$

Этот метод может применяться для качественного выявления причин снижения дебита — ухудшения свойств призабойной зоны, износа насоса. Если дебит снизился при понижении динамического уровня, то образовалась забойная пробка или ухудшились свойства призабойной зоны. При отсутствии понижения динамического уровня причиной снижения дебита служит газ, поступающий в значительном количестве в насос. При этом обычно повышается давление в затрубном пространстве или возрастает подача после остановки.

В БашНИПИнефти предложена методика исследования работы насоса и скважины в три этапа: сначала исследуют работу ЭЦН на многофазной смеси, поступающей из пласта, а затем по замкнутой системе «ЭЦН — подъемные трубы — затрубное пространство — ЭЦН» последовательно на воде и дегазированной

ной нефти. Это позволяет дополнительно выявить влияние технического состояния, вязкости перекачиваемой среды и газа на работу насоса.

Кривую восстановления забойного давления можно снять при спуске манометра в суфлер. При этом необходимо быть уверенным в герметичности обратного клапана и посадки манометра в суфлере. Индикаторную линию и кривую восстановления давления обрабатывают обычными способами. Точность исследования существенно можно повысить использованием специального скважинного датчика давления, а в качестве канала связи — кабеля.

Особенности эксплуатации скважин погружными винтовыми электронасосами

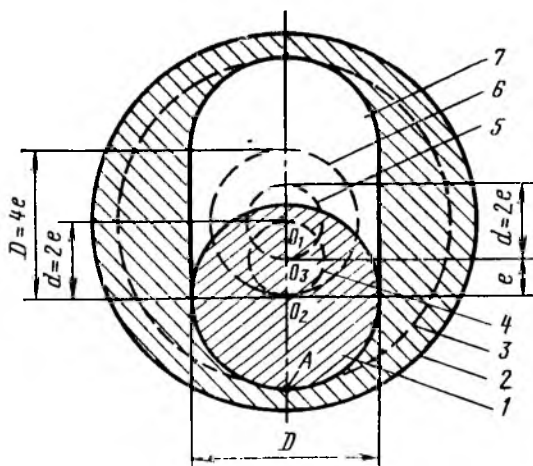
Принципиальная схема установок винтовых электронасосов (УЭВН), которые впервые разработаны в СССР, аналогична схеме УЭЦН. Основная отличительная особенность состоит в использовании винтового насоса и тихоходного электродвигателя. Тихоходность (частота вращения 1500 мин^{-1}) по сравнению с частотой вращения ($\sim 2820 \text{ мин}^{-1}$) электродвигателя, используемого в УЭЦН, достигается соответствующими соединениями и укладкой статорной обмотки.

В настоящее время разработаны установки типа УЭВНТ 5А на подачу $16\text{—}200 \text{ м}^3/\text{сут}$ при напоре $1200\text{—}900 \text{ м}$, где Т означает тихоходный. Их подача меньше зависит от напора. Они оказались эффективными при работе на вязких жидкостях (до $6 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$) и расходом газосодержания на приеме до 0,5. Область применения их ограничена температурой до $30\text{—}70^\circ \text{C}$. Вследствие теплового расширения это определяет различный натяг или зазор — посадку винта в обойме. Слабым звеном пока является резиновая обойма.

Рабочий орган винтового электронасоса (ЭВН) — однозаходный червячный винт 1, вращающийся в обойме 2, сечение которых показано на рис. 9.16. Внутренняя поверхность обоймы представляет собой двухзаходную винтовую поверхность, соответствующую однозаходному винту. Шаг винтовой поверхности $T_{\text{вп}}$ в 2 раза больше шага винта $t_{\text{в}}$, т. е. $T_{\text{вп}} = 2t_{\text{в}}$. Винт изготовлен из стали или титанового сплава; обойма резиновая в стальном корпусе.

Обойма неподвижна. Поперечные сечения обоймы в любом месте одинаковы, но повернуты относительно друг друга вокруг оси обоймы (центр O_1 окружности 3). Через расстояние вдоль оси, равное $T_{\text{вп}}$, эти сечения совпадают. Любое поперечное сечение винта есть круг диаметром D . Центры O_2 этих кругов лежат на винтовой линии, проекция которой на рис. 9.16 показана окружностью 4 с центром O_3 . Ось винтовой линии (соответствующую

Рис. 9.16. Сечение винта
и обоймы насоса



шая центру O_3) служит осью вращения всего винта. Расстояние, на которое центр поперечного сечения (круг) винта отстоит от его оси, называют эксцентриситетом e .

Во время работы насоса винт совершает сложное движение. Винт вращается вокруг своей оси, т. е. каждое поперечное сечение винта (круг) вращается вокруг своего центра O_2 . Одновременно ось винта (ось винтовой линии) совершает планетарное движение в обратном направлении (вращается по окружности 5 диаметром $d=2e$ с центром O_1). Картина движения винта становится понятной, если представить себе неподвижное зубчатое колесо с внутренним зацеплением по окружности 6 диаметром $D=4e$, по которому катится шестерня (окружность 4 диаметром $d=2e$), причем сама шестерня вокруг своей оси катится в обратном направлении.

При таком движении винта для сечения насоса, показанного на рис. 9.16, за один оборот сечение винта переместится из крайнего нижнего положения в крайнее верхнее и возвратится назад, а точка A на контуре сечения винта будет вращаться вокруг центра O_2 и касаться поверхности обоймы. Сечение внутренней полости обоймы можно представить двумя раздвинутыми друг от друга на расстояние $D=4e$ полуокружностями диаметром D и двумя общими касательными. Тогда площадь сечения 7, занятого откачиваемой жидкостью, при любом положении сечения винта равна $4eD$. Винт и обойма по своей длине образуют ряд последовательных замкнутых полостей, так как гребень спирали винта по всей длине находится в непрерывном соприкосновении с обоймой. Эти полости при вращении винта передвигаются от приема насоса к его выкиду. Поскольку при вращении винт в осевом направлении не движется, то жидкость будет

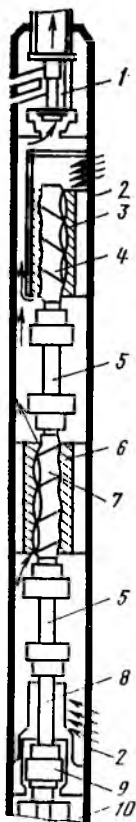


Рис. 9.17. Схема скважинного винтового электронасоса:

1 — предохранительный клапан; 2 — фильтровые сетки; 3 — обойма верхнего насоса; 4 — рабочий винт верхнего насоса; 5 — шарнирные муфты; 6 — обойма нижнего насоса; 7 — рабочий винт нижнего насоса; 8 — вал; 9 — пусковая муфта; 10 — протектор

перемещаться вдоль оси на расстояние одного шага при повороте винта на один оборот. Тогда теоретическая подача за один оборот $q_{\text{теор}} = 4eD\dot{T}_{\text{вп}}$, минутная теоретическая подача $q_{\text{мин}} = 4eD\dot{T}_{\text{вп}}n$ и суточная фактическая подача

$$Q = 1440 \cdot 4eD\dot{T}_{\text{вп}}n\alpha_n = 5760eD\dot{T}_{\text{вп}}n\alpha_n, \quad (9.100)$$

где n — частота вращения вала, мин^{-1} ; α_n — коэффициент подачи (объемный коэффициент полезного действия) насоса ($\alpha_n = 0,7-0,9$).

Коэффициент α_n учитывает утечки через линию соприкосновения гребня спирали винта с внутренней поверхностью обоймы, наличие газа в смеси, усадку жидкости. По принципу действия винтовой насос аналогичен объемному, а по способу сообщения энергии жидкости — ротационному.

Конструкция скважинного винтового насоса предусматривает использование двух уравновешенных винтов с правым и левым направлением спирали (рис. 9.17). Осевые усилия от винтов приложены к эксцентриковой соединительной муфте, расположенной между ними, и взаимно компенсируются. Привод винтов осуществляется от расположенного в нижней части электродвигателя через протектор, эксцентриковую пусковую муфту и вал. Эксцентриковые муфты обеспечивают необходимое вращение винтов. Пусковая муфта осуществляет пуск насоса при максимальном крутящем моменте двигателя, отключает насос при аварийном выходе его из строя, предотвращает движение винта в противоположную сторону при обесточивании двигателя или неправильном подключении кабеля.

Прием жидкости из скважины ведется через две фильтровые приемные сетки, расположенные в верху верхнего и в низу нижнего винтов. Жидкость выходит через пространство между винтами, а дальше — по кольцу между корпусом обоймы верхнего винта и кожухом насоса к многофункциональному предохранительному клапану поршеньково-золотниково-го типа. Обойдя по сверлению предохранительный клапан, жидкость проходит в шламовую трубку и попадает в НКТ.

Предохранительный клапан пропускает жидкость в НКТ при спуске насоса в скважину и из НКТ при подъеме, а также перепускает жидкость из НКТ в затрубное пространство при оста-

новках насоса, недостаточном притоке из пласта, содержании в жидкости большого количества газа, повышении устьевого давления выше регламентированного значения (объемный насос не может работать при закрытом выкиде). Шламовая труба представляет собой заглушенный сверху патрубок с боковыми отверстиями. Они предохраняют насос от попадания в него механических твердых частиц с поверхности и из откачиваемой жидкости при остановках. Шлам собирается между внутренней поверхностью НКТ и наружной поверхностью шламовой трубы. Подбор насосов аналогичен подбору ЭЦН.

§ 9.9. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ГИДРОПОРШНЕВЫМИ НАСОСАМИ

Отличительная особенность этого способа эксплуатации — передача энергии к погружному поршневому насосу потоком жидкости.

Гидропоршневая насосная установка (ГПНУ) включает скважинный насос и гидродвигатель с золотниковым распределителем, объединенные в один агрегат — гидропоршневой погружной насосный агрегат (ГПНА), а также НКТ, блок подготовки рабочей жидкости и силовой насосный блок. ГПНА по принципу действия скважинного гидропоршневого насоса (ГПН) можно разделить на три группы соответственно с насосами одинарного, двойного и дифференциального действия (рис. 9.18). Рабочая жидкость непрерывно нагнетается с поверхности силовым насосом насосного блока по каналу 3 в гидродвигатель 4. Золотник, совмещенный с гидродвигателем, переводит подачу рабочей жидкости под высоким давлением поочередно в полости над и под поршнем 5 гидродвигателя и соответственно выход отработанной жидкости в канал 2 из полостей под и над поршнем, в результате чего поршень гидродвигателя совершает возвратно-поступательное движение вверх и вниз. Конструктивно золотник выполнен в виде фасонной втулки, которая перемещается в своем цилиндре с подводщими и отводящими каналами и управляется штоком 6 поршня гидродвигателя. С поршнем 5 гидродвигателя шток 6 жестко связывает поршень 9 скважинного насоса 10, который также совершает возвратно-поступательное движение.

В насосе одинарного действия (см. рис. 9.18, а) при ходе поршня 9 вверх нагнетательный клапан 13 закрыт, так как на него действует значительно большее давление со стороны линии 1 выхода скважинной жидкости. При ходе поршня 9 вниз закрывается всасывающий клапан 12 и открывается нагнетательный клапан 13, жидкость из цилиндра насоса 10 вытесняется в линию 1 выхода скважинной жидкости. Полость над

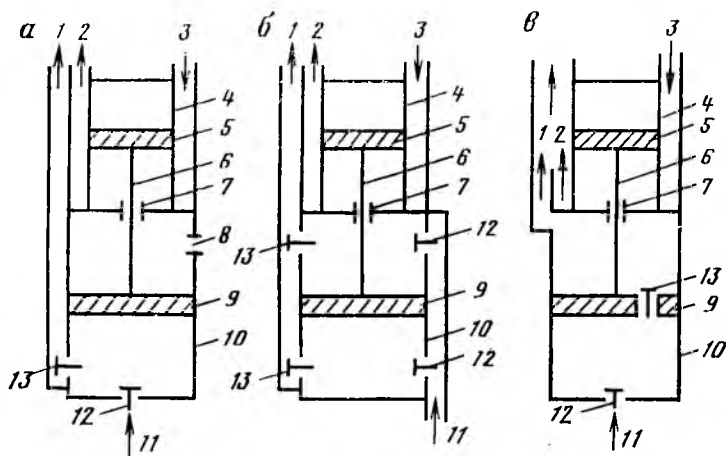


Рис. 9.18. Принципиальные схемы гидропоршневых насосов одинарного (а), двойного (б) и дифференциального (в) действия:

1 — выход скважинной жидкости; 2 — выход рабочей жидкости; 3 — вход рабочей жидкости; 4 — гидродвигатель с золотником; 5 — поршень гидродвигателя; 6 — шток; 7 — уплотнение штока; 8 — отверстие; 9 — поршень скважинного насоса; 10 — скважинный насос; 11 — вход скважинной жидкости; 12 — всасывающий клапан; 13 — нагнетательный клапан

поршнем через отверстие 8 сообщается с затрубным пространством скважины.

В насосе двойного действия (см. рис. 9.18, б) подача скважинной жидкости происходит при ходе поршня 9 вверх и вниз, т. е. при прочих равных условиях почти в 2 раза больше подачи насоса одинарного действия. В них, например, при ходе поршня вверх одновременно происходит всасывание в полость под поршнем и нагнетание жидкости в линию 1 из полости над поршнем.

Гидропоршневой насосный агрегат дифференциального типа (см. рис. 9.18, в) работает за счет перепада давления Δp_d , создаваемого разностью между давлением рабочей жидкости и давлением откачиваемой жидкости. Поршень 9 насоса 10 изготовлен сквозным с расположенным в нем нагнетательным клапаном 13. Работает насос аналогично ШСН. Движение поршневой группы вниз происходит под действием силы, равной произведению Δp_d на площадь сечения штока. При этом закрывается клапан 12, открывается клапан 13 и в подъемный канал 1 выталкивается часть откачиваемой жидкости в объеме штока 6, входящего в цилиндр насоса 10. При крайнем нижнем положении поршневой группы посредством продольной канавки в штоке над и под золотником создается давление рабочей жидкости. Поскольку нижняя головка золотника диаметром больше верхней, то золотник под действием разности сил (произведение давления на площадь) поднимается вверх и сообщает по-

лость над поршнем 5 двигателя с полостью выкида скважинной жидкости 1. Так как под поршнем двигателя всегда давление нагнетаемой рабочей жидкости, то на поршень 5 двигателя действует сила, обусловленная перепадом Δp_d , и поршневая группа начинает двигаться вверх. При этом закрывается клапан 13, открывается клапан 12, происходит нагнетание скважинной жидкости и всасывание свежей порции в цилиндр насоса.

Реализованные серийные или опытные образцы представляют собой в основном агрегаты с двигателем и насосом двойного или дифференциального действия. Наиболее простые в конструктивном исполнении ГПНА дифференциального типа, однако у агрегатов двойного действия более высокий коэффициент полезного действия и более плавный режим работы.

По типу принципиальной схемы циркуляции рабочей жидкости различают открытые и закрытые ГПНУ. В установках с закрытой схемой рабочая жидкость из гидродвигателя и откачиваемая скважинная жидкость поднимаются на поверхность по своим отдельным каналам соответственно в блок подготовки и в нефтесборный промысловый трубопровод, поэтому в скважине необходимо иметь три отдельных канала. В установках с открытой схемой рабочая жидкость, выйдя из гидродвигателя, смешивается с продукцией скважины и поднимается на поверхность по общему каналу. В этом случае необходимо иметь только два отдельных канала. Три канала могут быть созданы тремя рядами НКТ или двумя рядами НКТ и пакером, а два канала — двумя рядами НКТ или одним рядом НКТ и пакером.

По способу спуска ГПНА в скважину различают ГПНУ фиксированные (спускаемые на колонне НКТ) и свободные (сбрасываемые в скважину). Для монтажа свободных ГПНА в нижней части труб устанавливают герметизирующее седло, а на устье — ловитель и специальную обвязку, позволяющую изменить направления потоков в колоннах НКТ. При спуске агрегата колонны НКТ заполняют жидкостью, после чего спускают агрегат, который под действием потока жидкости, подаваемой силовым насосом, опускается, устанавливается в герметизирующем седле и фиксируется замком. Резиновые уплотняющие манжеты размещены на ГПНА. При подъеме создают обратный поток жидкости, под действием которого агрегат извлекается из замка и перемещается вверх к устью, где захватывается ловителем.

Сочетание рассмотренных схем может быть различным. Это обуславливает создание разных вариантов конструкций скважинного оборудования. Максимальный отбор жидкости и простота установки достигаются применением схем фиксированных или свободных ГПНА и открытых ГПНУ с использованием одного ряда труб и пакера. При открытой схеме рабочей жидкостью служит добываемая нефть. Для отделения газа, воды и

механических примесей применяют сепараторы, отстойники и иногда деэмульгаторы — ПАВ.

Подачу гидропоршневого насоса двойного действия можно записать как сумму подач при ходе вниз V_1 и при ходе вверх V_2 , т. е. за один двойной ход

$$V_{\text{дв. х}} = V_1 + V_2 = F_n S + (F_n - f) S = (2F_n - f) S \quad (9.101)$$

или при n двойных ходов как суточную фактическую подачу

$$Q = 1440 (2F_n - f) S n \alpha_n, \quad (9.102)$$

где F_n , f — площадь поперечного сечения цилиндра насоса и штока; S — длина хода поршня; α_n — коэффициент подачи насоса, учитывающий различные утечки, незаполнение цилиндра, влияние газа, усадку нефти и др. Устойчивость штока на сжатие ограничивает S до 0,8 м, а инерция поршневой группы, золотника и жидкости — n до 30—60 мин⁻¹. Аналогично запишем суточный расход рабочей жидкости гидродвигателя двойного действия

$$Q_p = 1440 (2F_d - f) S n \alpha_d, \quad (9.103)$$

где F_d — площадь поперечного сечения цилиндра двигателя; α_d — коэффициент, учитывающий утечки в зазоре между цилиндром и поршнем, в клапанах, протечки в золотниковом устройстве и муфтовом соединении НКТ. Взяв отношение Q к Q_p , получим

$$Q = Q_p \frac{2F_n - f}{2F_d - f} \cdot \frac{\alpha_n}{\alpha_d}. \quad (9.104)$$

Из соотношения (9.104) следует, что, регулируя расход рабочей жидкости, можно изменять отбор скважинной продукции.

При работе ГПНА двойного действия на поршни двигателя и насоса действуют давления соответственно нагнетаемой рабочей жидкости на поршень двигателя p_d , отработанной рабочей жидкости на поршень двигателя $p_{рв}$, скважинной продукции со стороны выкидной линии на поршень насоса $p_{св}$ и скважинной жидкости со стороны затрубного пространства на поршень насоса p_c . Тогда условия движения поршней вверх

$$p'_d (F_d - f) + p'_c F_n \geq p'_{рв} F_d + p'_{св} (F_n - f) + Q_{тр} \quad (9.105)$$

и вниз

$$p''_d F_d + p''_c (F_n - f) \geq p''_{рв} (F_d - f) + p''_{св} F_n + Q_{тр}, \quad (9.106)$$

где $Q_{тр}$ — сила трения в ГПНА. Из этих соотношений находим неизвестные давления рабочей жидкости на поршень двигателя при ходе вверх p'_d и вниз p''_d . Анализ показывает, что p'_d и p''_d различны, в результате чего происходят упругие деформации

НКТ. Давление рабочей жидкости на выходе силового поверхностного насоса

$$p_{\text{сн}} = p_{\text{д}} + \Delta p_{\text{тр}} - p_{\text{ст}}, \quad (9.107)$$

где $\Delta p_{\text{тр}}$ — потери давления на трение при подаче рабочей жидкости; $p_{\text{ст}}$ — гидростатическое давление, создаваемое рабочей жидкостью в скважине. В настоящее время давление $p_{\text{сн}} \cong \cong 21$ МПа, иногда его повышают до 35 МПа. Коэффициент полезного действия ГПНУ достигает 0,65. Экономическая эффективность применения ГПНУ по сравнению с насосным оборудованием других типов возрастает с увеличением глубины подвески ГПНА. Увеличение высоты подъема и подачи может быть достигнуто применением тандемов-агрегатов, у которых в одном корпусе монтируются два и более насосов, а также гидродвигателей, соединенных общим штоком, но работающих параллельно.

Современные ГПНУ позволяют эксплуатировать скважины с высотой подъема до 4500 м, с максимальным дебитом до 1200 м³/сут при высоком содержании в скважинной продукции воды (до 98 %), песка (до 2 %) и агрессивных компонентов. Их применение особенно эффективно при эксплуатации наклонных скважин, в которых работа штанговых насосов оказывается невозможной, а также при разбуривании месторождений кустами скважин, в том числе на месторождениях Западной Сибири, что позволяет обслуживать одной ГПНУ несколько ГПНА.

Для эксплуатации скважин на промыслах испытываются гидроимпульсные, струйные насосы, установки погружных насосов с гибким валом от поверхностного двигателя, длинноходовые насосные установки с ленточным тяговым органом и др. Началось применение на отечественных промыслах не имеющих аналогов за рубежом установок диафрагменных электронасосов УЭДН, которые обеспечивают подачу 4—16 м³/сут при напоре 650—1700 м.

§ 9.10. ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕСКОЛЬКИХ ПЛАСТОВ ОДНОЙ СКВАЖИНОЙ

Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) позволяет реализовать систему раздельной разработки объектов многопластового месторождения (см. § 1.5) одной сеткой скважин, а также является одним из методов регулирования разработки месторождения (см. § 4.1) при экономии народнохозяйственных средств.

Применение ОРЭ технико-экономически целесообразно при наличии в разрезе многопластового месторождения отдельных продуктивных пластов, различающихся коллекторскими свойствами (проницаемость, пористость), свойствами (вязкость,

состав) и условиями залегания (пластовое давление, газовая шапка) флюидов. При этом пласты должны быть сложены из устойчивых пород, а расстояние между ними — достаточным для создания цементного кольца, надежно предотвращающего перетоки жидкости при максимально возможных перепадах давления, и для посадки пакера. Перепад давления на 1 м высоты цементного кольца должен быть не более 2 МПа, а для надежной посадки пакера требуется высота не менее 3 м. Оборудование для ОРЭ должно обеспечивать надежное разобщение пластов, создание заданного забойного давления против каждого пласта, регулирование и измерение дебита из каждого пласта, а также проведение всех других технологических операций, которые осуществляют в скважинах, вскрывающих только один пласт (освоение, интенсификация продуктивности, ремонт и т. д.). Применительно к скважинам больших диаметров легче достичь выполнения всех этих требований и создать надежное оборудование. В случае эксплуатации каждого пласта по отдельному каналу в скважине (без смешения продукции) существенно усложняется необходимое оборудование, однако не вызывает затруднений проведение регулирования и исследования дебитов. При возможности смешения продукции упрощается оборудование и усложняется регулирование и исследование дебитов каждого пласта.

Различают одновременно-раздельную добычу нефти (ОРД), закачку воды (ОРЗ) и их сочетание (ОРДЗ). Одной скважиной обычно эксплуатируют только два пласта. Эксплуатация трех и более пластов затруднена и поэтому применяется крайне редко. В гл. 3 рассмотрена ОРЗ. Схемы оборудования для ОРД зависят от комбинации различных способов эксплуатации в одной скважине. Принято технологическую схему ОРД именовать названием способов эксплуатации пластов по ходу снизу вверх. Например, под схемой насос — газлифт понимаем: нижний пласт эксплуатируется насосным способом, а верхний — газлифтным.

При фонтанной эксплуатации обоих пластов можно выделить схемы оборудования с применением одной колонны, концентричных и параллельных колонн НКТ. Оборудование с применением параллельных колонн НКТ используют, когда смешение продукции пластов недопустимо. Параллельная подвеска труб предусмотрена в установке типа УФЗП для 146- и 168-мм эксплуатационных колонн (обозначения: У — установка, Ф — фонтанная, 2П — с двумя параллельными рядами НКТ). Она включает фонтанную арматуру типа АФП с параллельной подвеской НКТ (сдвоенную с двухструнными выкидами) и пакер с гидравлическим якорем (спускают на одной из колонн НКТ). Конструкция фонтанной арматуры позволяет демонтировать фонтанную елку без глушения скважины, а также проводить

технологические операции отдельно по каждому пласту в процессе эксплуатации и ремонта скважины.

Для фонтанной эксплуатации двух пластов используется также установка для внутрискважинного газлифта УВЛГ (см. § 8.10), при этом в дросселе вместо штуцера устанавливается заглушка. В установках УВЛГ, как и в УФЗП, осуществляется раздельная транспортировка продукции двух пластов. В установках ОРЭ-2фМ продукция двух раздельно эксплуатируемых фонтанирующих пластов смешивается в скважине и подается на поверхность по одной колонне НКТ. При использовании двух concentричных рядов НКТ устанавливают два пакера: один между обсадной колонной и внешней колонной НКТ, другой между НКТ.

Пласты эксплуатируются по отдельным каналам. Для эксплуатации трех пластов можно использовать две параллельные колонны НКТ и два пакера или три колонны НКТ и три пакера. Аналогично поступают при эксплуатации четырех и более пластов, причем пакеры применяют многотрубные. При эксплуатации многих пластов (известно до 8 пластов) применяют параллельные и concentричные трубы.

При сочетании фонтанного и любого механизированного способов возможны различные комбинации: фонтан—газлифт, фонтан—ШСН, фонтан—ЭЦН, фонтан—ГПН и наоборот. Сравнительно просто реализуется схема ШСН—фонтан, когда спускают один ряд НКТ (или два параллельных ряда) с пакером и якорем, а продукцию отбирают по НКТ и затрубному пространству (или по второму ряду НКТ). Схема фонтан—ШСН требует применения двух пакеров при отборе продукции из верхнего пласта по НКТ и из нижнего пласта по обводной трубе и затрубному пространству. В установке типа 1УФН продукция двух пластов смешивается в НКТ; в установке типа 2УНФ продукция фонтанирующего пласта подается по затрубному пространству, а эксплуатируемого насосом—по НКТ. Имеются схемы, предусматривающие использование с помощью струйного насоса избыточной энергии высоконапорного пласта или ЭЦН для интенсификации отбора из слабофонтанирующего (низконапорного) пласта.

Наиболее трудно реализовать схемы сочетания различных механизированных способов эксплуатации: насос—газлифт, ШСН—ШСН, ЭЦН—ЭЦН и т. д. Эти схемы не позволяют в достаточной мере проводить исследовательские работы по каждому пласту, затрудняют сепарацию газа. Комбинации различных типов насосов значительно усложняют оборудование. По схеме ШСН—газлифт в скважину спускают две колонны НКТ с пакером, а газ подают по затрубному пространству. Поскольку ЭЦН имеет большие габариты, то предложенные конструкции оборудования предусматривают использование одной

колонны НКТ, одного или двух ЭЦН, забойных регуляторов дебита, а также осуществление попеременного отбора.

Среди предложенного оборудования с использованием ШСН можно выделить схемы с подвеской двух насосов (вставных, невставных, дифференциальных) на одной колонне штанг, с применением параллельных колонн НКТ (для эксплуатации двух и трех пластов). Раздельную добычу нефти из двух пластов, когда возможно смешение продукции, представляется возможным осуществить с помощью одного ШСН путем применения забойных штуцеров или попеременной эксплуатации пластов. Для ОРЭ двух пластов штанговыми насосами предназначены установки УГРП, УГР и 1УНР. Установка УГРП обеспечивает раздельную транспортировку продукции каждого пласта, что достигается спуском двух параллельных колонн НКТ (на одной из них установлен пакер). Наземное оборудование состоит из СК, к которому крепится специальная канатная подвеска ПКР-12 для подвешивания двух колонн насосных штанг и оборудования устья ОУП-168 (сдвоенного для параллельных рядов труб). Установка выпускается в трех исполнениях: с обычными вставными, невставными насосами или с их комбинацией. В установках УГР и 1УНР (рис. 9.19) обеспечивается совместная транспортировка продукции по одной колонне НКТ. В установках УГР (рис. 9.19, а) привод двух последовательно соединенных насосов осуществляется от одной колонны штанг. Нижний насос обычного исполнения типа НСВ1 или НСВ2, а для эксплуатации верхнего пласта используются специальные насосы типов НСВЦ или НСНЦ, которые имеют неподвижный плунжер и подвижный цилиндр (буква Ц обозначает подвижный цилиндр). Возвратно-поступательное движение колонны штанг передается цилиндру верхнего насоса, а затем через специальную штангу — нижней колонне штанг и плунжеру нижнего насоса. В установке невставного исполнения колонна насосных штанг соединяется с цилиндром верхнего насоса при помощи автосцепы типа 4АШ. Установка типа 1УНР (рис. 9.19, в) с одним насосом обеспечивает отбор жидкости из двух пластов с резко различающимися динамическими уровнями (забойными давлениями). Отличие от обычных установок (см. § 9.2) состоит в использовании специального штангового насоса 1НГСВ или 1НГС, автоматического переключателя пластов и пакера ПД-ЯГМ. При ходе плунжера насоса вверх осуществляется заполнение цилиндра сначала жидкостью пласта с меньшим давлением, а затем (после прохождения плунжером отверстия на боковой поверхности цилиндра) жидкостью пласта с высоким давлением. При ходе плунжера вниз жидкость нагнетается в подъемные трубы. В случае падения забойного давления в высоконапорном пласте ниже давления низконапорного пласта переключатель пластов автоматически (под действием перепада

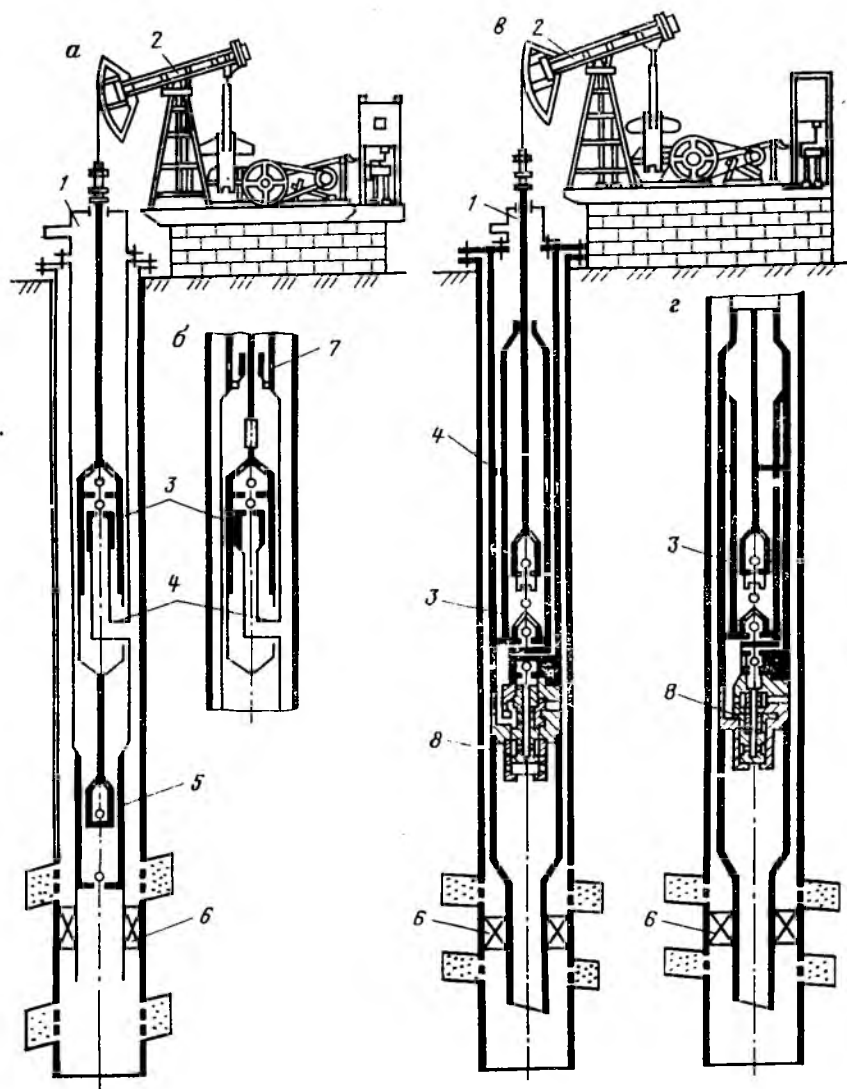


Рис. 9.19. Установки для одновременно-раздельной добычи нефти штанговыми насосами из двух пластов:

a — УГР вставного исполнения; *б* — УГР невставного исполнения; *в* — 1УНР вставного исполнения; *г* — 1УНР невставного исполнения; 1 — оборудование устья; 2 — станок-качалка; 3 — верхний насос; 4 — опора; 5 — нижний насос; 6 — пакер ПН-ЯМ; 7 — авто-сцеп 4АШ; 8 — автоматический переключатель пластов

давления) изменяет направление потоков (перемещается его золотник).

При ОРД различные способы эксплуатации могут сочетаться параллельно. С целью форсирования отборов жидкости из скважины, вскрывающей только один продуктивный пласт, можно последовательно комбинировать различные способы эксплуатации, например, сочетать газлифт с центробежным насосным способом добычи нефти. В нижней части ствола скважины жидкость подымается за счет энергии, развиваемой ЭЦН, а в верхней — за счет энергии газожидкостного подъемника.

Известно осуществление также одновременно-раздельной добычи нефти и закачки воды путем использования одного или двух рядов НКТ и одного или двух пакеров.

В настоящее время продолжают работы по совершенствованию и разработке оборудования для ОРЭ, однако применение ОРЭ пока незначительное.

Контрольные вопросы

1. Дайте технологическую характеристику основных элементов штанговой насосной установки.
2. Что такое коэффициент подачи и как его можно рассчитать?
3. Как влияют нагрузки, возникающие при работе ШСНУ, на штанги и ход плунжера?
4. Расскажите об особенностях эксплуатации насосных скважин в осложненных условиях.
5. Назовите основные преимущества и недостатки бесштанговых скважинных насосных установок.
6. Как подобрать ЭЦН для конкретных условий скважины?
7. Расскажите о принципе работы винтового насоса.
8. Объясните работу гидропоршневого насоса дифференциального действия.
9. Охарактеризуйте одновременно-раздельную эксплуатацию двух пластов насосным способом.
10. Расскажите об условиях применения различных скважинных насосов (ШСН, ЭЦН, ЭВН, ГПН) для эксплуатации скважин.

БОРЬБА С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН. ПОДЗЕМНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

Скважины эксплуатируют длительное время. Периодически их приходится останавливать для подземного ремонта. Вместе с тем в их работе возможны различные осложнения, также обуславливающие необходимость проведения ремонта.

§ 10.1. ВИДЫ ОСЛОЖНЕНИЙ И ВЫЗЫВАЕМЫЕ ИМИ ПОСЛЕДСТВИЯ. РЕМОНТНЫЕ РАБОТЫ

Нормальная работа скважин в соответствии с установленным технологическим режимом нередко нарушается вследствие: 1) износа или отказа в работе применяемого подземного и наземного оборудования, эксплуатационной колонны и забоя; 2) отложений песка (механических примесей, продуктов коррозии), парафина, солей; 3) преждевременного обводнения продукции; 4) изменения условий работы (уменьшение или увеличение забойного давления, прорывы газа и др.). Это обычно сопровождается уменьшением или прекращением добычи нефти (закачки вытесняющего агента) и простоями скважин. Длительность простоев оценивается *коэффициентом эксплуатации скважин*, который равен отношению отработанного времени к календарному (выражаемых соответственно в скважино-месяцах, отработанных и числившихся). При высокой организации производства он достигает 0,95—0,98, а по фонтанному способу добычи — 0,99—1.

Число проводимых ремонтов характеризуется *межремонтным периодом*, т. е. продолжительностью эксплуатации скважины (в сут) между предыдущим и следующим ремонтами. Анализ показал, что 80—85 % недобора нефти связано с проведением ремонтов скважин. С целью уменьшения потерь добычи нефти (закачки вытесняющего агента) по скважинам необходимо добиваться повышения межремонтного периода, сокращения продолжительности ремонтов и соблюдения первоочередности ремонта скважин с большим дебитом.

Межремонтный период в основном определяется способом эксплуатации, на него также влияют глубина подъема жидкости и дебит, совершенство и качество изготовления оборудования, правильность установленного режима работы, проявление осложняющих факторов (песок, парафин, соли, коррозия,

высокая вязкость жидкости и др.), качество выполнения предыдущего ремонта и т. д. Продолжительность ремонтов сокращается с увеличением сменности работы ремонтных бригад, с уменьшением времени различных простоев, вызванных неудовлетворительной подготовкой и организацией работ, отсутствием необходимого оборудования и т. д. Выход из строя отдельных скважин носит случайный характер. Поэтому для определения числа ремонтных бригад и назначения первоочередности ремонта конкретных скважин при условии полной занятости работников, минимума времени ожидания прибытия бригады на скважину и потерь в добыче применяют методы математической статистики, теории надежности и теории массового обслуживания.

Подземный ремонт в зависимости от сложности подразделяют на *текущий и капитальный*. В промысловой практике под термином «подземный ремонт скважин» подразумевают только текущий ремонт.

Текущим (подземным) ремонтом скважины (ПРС) называется направленный на поддержание ее работоспособности комплекс работ по исправлению или замене скважинного и устьевого оборудования, по изменению режима ее эксплуатации, по очистке подъемной колонны от парафиносмолистых отложений, солей и песчаных пробок, по ликвидации негерметичности НКТ. К ПРС относят также ремонт с помощью канатного метода и работы по консервации скважин.

Текущий ремонт скважин иногда подразделяют еще на планово-предупредительный (смена и профилактический осмотр насосов, клапанов и другого оборудования, ликвидация утечек в НКТ, удаление песчаных пробок, отложений парафина, солей), вынужденный ремонт (ликвидация обрывов штанг, порывов труб) и технологический (смена оборудования на другой типоразмер, перевод на другой способ эксплуатации).

Капитальный ремонт скважин (КРС) — это комплекс более сложных и длительных работ: а) воздействие на призабойную зону пласта с целью увеличения и восстановления продуктивности и приемистости скважин (см. гл. 5) и выравнивания профиля приемистости; б) ремонтно-изоляционные работы; в) ремонтно-исправительные работы; г) крепление слабосцементированных пород в призабойной зоне; д) ликвидация аварий; е) переход на другие горизонты, приобщение пластов, дополнительная перфорация; ж) зарезка второго ствола скважин; з) ремонт нагнетательных скважин; и) ремонт скважин, оборудованных для одновременно-раздельной эксплуатации.

Эти работы выполняют соответственно бригады по текущему (подземному) и капитальному ремонтам скважин. На выполнение ремонтных работ на скважине бригада получает технический наряд с указанием перечня работ, сроков их выполнения.

Скважино-ремонт называют комплекс подготовительных, основных и заключительных работ, выполняемых на скважине от приема в ремонт до ввода в эксплуатацию.

Подготовительные работы проводят для обеспечения бесперебойной работы бригады по ремонту скважин. Их выполняют бригады подготовительно-заключительных работ. В процессе подготовительных работ осуществляют ремонт подъездных путей и планировку территории, доставку к скважине агрегатов, необходимых материалов и оборудования, подвод водотрубопроводов и линий электропередачи, подготовку устья скважины, монтаж оборудования для ремонта, глушение скважины и др.

Глушение скважин жидкостью проводят для предотвращения открытого фонтанирования, выбросов нефти, газа при снятии устьевого оборудования и подъеме труб из скважины, т. е. для создания противодействия на пласт. Необходимо, чтобы жидкость глушения не снижала проницаемости призабойной зоны, не оказывала коррозионного и абразивного действия на ремонтное и эксплуатационное оборудования, не была токсичной, взрыво- и пожароопасной, дорогой и дефицитной. Плотность жидкости глушения должна соответствовать пластовому давлению в скважине. Для глушения скважин обычно применяют техническую воду, обработанную ПАВ, пластовую воду (плотность до $1120\text{--}1190\text{ кг/м}^3$), водный раствор хлористого натрия (до 1160 кг/м^3) или кальция (до 1382 кг/м^3), глинистый раствор (до 1700 кг/м^3). Для предотвращения поглощения жидкости глушения в высокопроницаемых пластах применяются буферные жидкости (объемом около 1 м^3), в качестве которых нашли применение водные растворы карбоксилметилцеллюлозы (КМЦ) и вязкоупругий состав (ВУС), разработанный ВНИИ-нефтью.

При глушении сохранение коллекторских свойств пласта может быть обеспечено использованием гидрофобно-эмульсионных растворов, стабилизированных дегидратированными полиамидами (ЭС-2) и содержащих при необходимости утяжелитель (барит, гематит и др.). Необходимость использования жидкостей глушения вызвана тем, что пакерные отсекатели устьевого или забойного типа для ремонта скважины без ее глушения конструктивно несовершенны и ненадежны в работе.

Глушение фонтанной скважины проводится закачкой жидкости глушения методом прямой или обратной промывки эксплуатационной колонны до выхода циркуляционной жидкости на поверхность и выравнивания плотностей входящего и выходящего потоков. По истечении $1\text{--}2\text{ ч}$ при отсутствии переливов и выхода газа скважина считается заглушенной.

Для глушения газлифтной скважины, оборудованной пакером, сначала при помощи канатного инструмента открывают циркуляционный клапан, стравливают избыточное давление и

закачивают в НКТ жидкость глушения до выхода ее через затрубное пространство на поверхность. Затем перекрывают затрубное пространство и закачивают в пласт жидкость глушения, разгерметизируют скважину, срывают пакер. После выдержки 1,5—2 ч возобновляют циркуляцию для удаления нефти, вымытой из-под пакерной зоны. Подъем оборудования проводят с доливом скважины жидкостью глушения.

При глушении скважин, оборудованных ЭЦН, циркуляционный клапан сбивают, жидкость закачивают в НКТ до выхода ее через затрубное пространство. Затем затрубная задвижка закрывается и жидкость задавливается в пласт.

Жидкость глушения готовят у скважин или централизованно. Количество ее должно быть равно объему эксплуатационной колонны.

Основные работы включают подъем из скважины и спуск нового или отремонтированного оборудования и собственно запланированные ремонтные работы.

По окончании подземного ремонта выполняются *заключительные работы*, которые состоят в демонтаже ремонтного оборудования, сборке устьевого оборудования и пуске скважины в работу.

§ 10.2. БОРЬБА С ОБВОДНЕНИЕМ СКВАЖИН

Обводнение добывающих скважин при водонапорном режиме — процесс естественный и закономерный, происходящий вследствие продвижения ВНК во внутреннюю область залежи, ранее насыщенную нефтью.

Причины и пути преждевременного обводнения

Отбор нефти может сопровождаться прорывами воды в добывающие скважины. Причинами прорывов можно назвать: 1) проницаемую зональную (по площади) и слоистую (по толщине пласта) неоднородность залежи; вязкостную и гравитационную неустойчивость вытеснения; особенности размещения добывающих и нагнетательных скважин; 2) залегание подошвенной воды; наклон пласта, растекание фронта вытеснения; 3) наличие высокопроницаемых каналов и трещин, особенно в трещиновато-пористом коллекторе; 4) негерметичность эксплуатационной колонны и цементного кольца. В основном преждевременное обводнение может происходить в результате: а) образования «языков» закачиваемой воды по площади зонально неоднородной залежи (охват заводнением по площади); б) конусообразования подошвенной воды; в) опережающего продвижения воды по наиболее проницаемым пропласткам в неоднородном слоистом пласте (охват по толщине пласта);

г) опережающего прорыва воды по высокопроницаемым трещинам; д) поступления воды из верхних, средних и нижних водонесных пластов вследствие негерметичности колонны и цементного кольца.

Преждевременное обводнение пластов и скважин приводит к существенному снижению текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи (вода бесполезно циркулирует по промытым зонам, а в пласте остаются целики нефти), к большим экономическим потерям, связанным с подъемом на поверхность, транспортированием, подготовкой и обратной закачкой в пласт больших объемов воды, с необходимостью ускоренного ввода в разработку новых месторождений для компенсации недоборов нефти. Проблема борьбы с обводнением пластов и скважин становится все более актуальной.

Методы борьбы с обводнением

Для борьбы с преждевременным обводнением пластов и скважин применяют первую группу методов регулирования процесса разработки (см. § 1.1). Уменьшения языко- и конусообразования вод можно достичь оптимизацией технологических режимов работы скважин, а предотвращения опережающего движения воды по высокопроницаемому пласту многопластового месторождения — применением методов одновременно-раздельной эксплуатации (см. § 9.10).

Разработка нефтяных залежей в условиях вытеснения нефти водой сопровождается отбором значительных объемов пластовой воды при обводненности до 98 % и более. Поэтому подчеркнем, что осуществление изоляционных (ремонтно-изоляционных) работ (РИР) целесообразно только в случаях преждевременного обводнения скважин. Основным назначением РИР следует считать обеспечение оптимальных условий выработки пласта для достижения проектного коэффициента нефтеотдачи.

Четкое формулирование целей изоляционных работ, обоснованный выбор метода и технологии его осуществления могут быть выполнены только при наличии ясных представлений о путях обводнения скважин. Для изучения путей поступления воды применяют промыслово-геофизические методы исследования: в необсаженных скважинах — электрокаротажи; в обсаженных — методы закачки радиоактивных индикаторов (изотопов), термометрию, импульсный нейтронно-нейтронный каротаж (ИННК), закачку азота и др. Однако эти методы еще не всегда надежны. Поэтому вопрос о возможности изоляции притока воды зачастую приходится решать опытным путем, на основании результатов самих изоляционных работ.

Классификация изоляционных работ и методов изоляции

В зависимости от цели все РИР можно подразделить на три вида:

ликвидация негерметичности обсадных колонн и цементного кольца;

отключение отдельных пластов;

отключение отдельных обводненных (выработанных) интервалов пласта, независимо от их местоположения по толщине и характера обводнения (подошвенная вода, контурная, закачиваемая), а также регулирование профиля закачки воды в нагнетательных скважинах.

Пути притока воды и ее поглощения могут быть поры, трещины, каверны и другие каналы различного размера. С технологических позиций методы изоляции притока и регулирования профиля приемистости воды целесообразно разделить по степени дисперсности изолирующих (тампонирующих) материалов на четыре группы с использованием: 1) фильтрующихся в поры пласта тампонирующих растворов; 2) суспензий тонкодисперсных тампонирующих материалов; 3) суспензий гранулированных (измельченных) тампонирующих материалов; 4) механических приспособлений и устройств.

Поступление частиц в поры зависит в основном от соотношения размеров (диаметров) пор d_n и частиц d_q . Если $d_n > 10d_q$, то дисперсные частицы свободно перемещаются по поровым каналам; при $d_n < 3d_q$ проникновение отсутствует; при $3 < d_n/d_q < 10$ происходит кольматация пор (намыв частиц) при фильтрации жидкости, особенно сильно проявляющаяся при $d_n \leq 5d_q$. Считается, что частицы свободно перемещаются по трещине, если раскрытие (ширина) трещины d_T не менее удвоенного диаметра частиц d_q , т. е. $d_T \geq 2d_q$. Отсюда следует, что к тонкодисперсным материалам относят материалы при $3 < d_n/d_q < 10$ для пор и $1 < d_T/d_q < 2$ для трещин, а к гранулированным — при $d_T \geq 2d_q$ для трещин.

В настоящее время предложено множество различных тампонирующих материалов. Механизмы создания тампонирующих барьеров основаны на известных физических явлениях и химических реакциях (взаимодействие реагентов между собой или с пластовыми флюидами, полимеризация, поликонденсация, диспергирование, плавление, кристаллизация, кольматация, гидрофобизация и др.). Тампонирующий барьер в результате может быть представлен гелем, эмульсией, пеной, дисперсным осадком или твердым телом, при этом он должен выдерживать создаваемые в пласте градиенты давления. Эти материалы можно создавать на основе различных смол (ТСД-9, ТС-10), растворов полимеров (гипан, ПАА, метас, тампакрил и т. д.), органических соединений (вязкая дегазированная нефть; угле-

водородные растворители, насыщенные мазутами, битумом, парафином; эмульсии нефти, нефтесерноокислотные смеси и т. д.), кремнистых соединений (силикагели) и других неорганических веществ (силикат натрия, кальцинированная сода и т. д.), а также их сочетаний.

Дисперсной средой суспензий служат жидкости на водной или углеводородной основе, а также фильтрующиеся в поры тампонирующие материалы. В качестве дисперсной фазы (наполнителей) предложено использовать частицы (порошок, гранулы, куски, волокна, стружка) цемента, глины, парафина, высокоокисленных битумов, рубракса, скорлупы грецкого ореха, полиолефинов (полимеров), магнезия, древесных опилок, кожи, асбеста, гашеной извести, песка, гравия, утяжелителей бурового раствора, резины (резиновая крошка), а также нейлоновые шарики и др.

К механическим приспособлениям и устройствам следует отнести пакеры-пробки, взрывные пакеры, неопреновые патрубки-летучки, хвостовики или дополнительные колонны меньшего диаметра и др.

По механизму закупоривания пористой среды эти методы делятся еще на селективные и неселективные. Методы селективной изоляции подразделяют еще на две группы методов, которые основаны на использовании: 1) селективных изолирующих реагентов, образующих закупоривающий поровое пространство материал (осадок), растворимый в нефти и нерастворимый в воде; 2) изолирующих реагентов селективного действия, образующих закупоривающий поровое пространство материал только при смешении с пластовой водой и не образующих — при смешении с пластовой нефтью.

Каждый метод изоляции имеет свои области эффективного применения при проведении одного или нескольких РИР. Его выбирают в зависимости от геолого-физических особенностей продуктивного пласта или пласта-обводнителя, конструкции скважины, гидродинамических условий, существующего опыта проведения РИР на данном месторождении, оснащенности материалами, техникой и т. д. Наиболее широко применяют цементные суспензии и составы смолы ТСД-9. Первые не фильтруются в пористую среду и могут заполнять каналы размером более 0,15 мм, а вторые фильтруются в пористую среду и отверждаются во всем объеме.

Ликвидация негерметичности обсадных колонн и цементного кольца

Основная причина нарушения обсадных колонн — коррозия наружной и внутренней поверхностей труб в агрессивной среде пластовых и сточных вод. В большинстве случаев нарушения

имеют вид щелей, расположенных вдоль образующей труб. Ширина щелей достигает 5 см, длина — 1 м. Иногда негерметичны резьбовые соединения, что связано с недовинчиванием труб.

Основной причиной негерметичности цементного кольца — низкое качество цементирования обсадных колонн в скважинах, что обусловлено применением нестандартного цемента или приготовлением цементных растворов с завышенными водоцементными отношениями.

Ликвидацию негерметичности проводят закачкой растворов изоляционных материалов непосредственно в нарушение, а также через существующий интервал перфорации продуктивного пласта или интервал специально созданных отверстий. Для этого в скважину спускают НКТ до уровня нижней границы предварительно созданного цементного (смоляного) стакана (моста). Затем прокачивают расчетный объем раствора, проталкивают и вытесняют его в кольцевое пространство до выравнивания уровней в трубах и кольцевом пространстве. Далее трубы поднимают на высоту оставляемого в колонне цементного стакана, вымывают излишек раствора (проводят контрольную срезку) и задавливают изоляционный материал за колонну. Тогда герметизируют скважину на время, необходимое для отверждения изоляционного материала, разбуривают мост (пробку) из отвержденного изоляционного материала, перфорируют пласт и осваивают скважину. При этом возможно использование извлекаемого или неизвлекаемого пакера, под которым создают цементную пробку. В последнее время при проведении РИР трубы устанавливают на 20—40 м выше кровли перфорированного пласта, а изоляционный материал задавливают в пласт и нарушения при закрытом затрубном пространстве.

Аналогично изолируют верхние или нижние воды, создают цементный стакан на забое или цементный мост, изолируют фильтр при возврате скважины на выше- или нижележащий пласт (возвратные работы), цементируют дополнительную колонну или хвостовик в скважине, ликвидируют перетоки закачиваемой воды в непродуктивные пласты в нагнетательных скважинах, а также осуществляют крепление неустойчивых пород в призабойной зоне.

С целью повышения проникающей способности цементных суспензий их затворяют на нефти (нефтецементные суспензии) или «облагораживают» вводом специальных добавок (диэтил-ленгликольэаросил, метоксиэаросил и др.).

Отключение отдельных пластов

Различие геолого-физических характеристик пластов (коллекторские свойства, толщина) обуславливает одновременность их выработки (обводнения) и, следовательно, необходимость отключения каждого выработанного (обводненного) пласта с целью обеспечения нормальных условий выработки остальных.

Отключение отдельных пластов может быть достигнуто созданием в отключаемом пласте непроницаемой оторочки вокруг ствола скважины, установкой «летучек» — перекрытием интервала отключаемого пласта трубой меньшего диаметра с последующим цементированием или продольно-гофрированным патрубком, спуском пакера, а нижних пластов — еще созданием забойной пробки (непроницаемого моста).

При отключении средних или верхних пластов в интервале ниже подошвы отключаемого пласта создают в колонне искусственные пробки: песчаные, глиняные, глинопесчаные, цементные, резиновые, резинометаллические, деревянные. Применение нашли песчаные пробки, создаваемые засыпкой вручную или намывом насосным агрегатом при скорости восходящего потока не более 4 м/с.

Для создания непроницаемых оторочек более эффективно применение фильтрующих в поры составов смолы ТСД-9.

В случае слоистого строения пластов обводнение подошвенной водой можно рассматривать как обводнение «нижней» водой и применять соответствующую технологию отключения нижнего пласта или ликвидации негерметичности цементного кольца (заколонного пространства). В монолитных пластах необходимо создание искусственных экранов-блокад либо закачкой через специально созданные в пределах ВНК отверстия легкофильтрующихся в пласт реагентов (гипан, нефтесерноокислотная смесь и др.) на глубину до 5—10 м с последующим перекрытием цементным стаканом, либо закачкой тампонирующих материалов в предварительно созданную горизонтальную трещину гидроразрыва пласта.

Отключение отдельных обводненных интервалов пористого пласта

Этот вид РИР недостаточно изучен и наиболее сложен в аспекте обоснования целесообразности осуществления в конкретной скважине, выбора тампонирующих материалов и требуемых объемов нагнетания. И. А. Сидоров, Ю. А. Поддубный и другие показали, что такие работы эффективны при четком разделении разреза на пропластки, обособленные друг от друга на участке дренирования скважины. Обособленные обводненные пропластки можно отключить как обводненные пласты.

В пластах, характеризующихся по геофизическим данным как монолитные, принципиальная возможность ограничения притока воды при отключении обводненных интервалов обосновывается возможным наличием в разрезе непроницаемых прослоев. Эти прослои не выделяются геофизическими методами исследования, хотя могут создавать условия для надежной изоляции обводненных пропластков.

Естественно, в условиях такой неопределенности должны применяться методы селективной изоляции. На практике нашли применение селективные и неселективные методы. Причем последние нередко осуществляют по схеме селективной изоляции, предусматривающей закачку изоляционного реагента по всей толщине продуктивного пласта и в случае необходимости (например, при образовании стакана из смолы ТСД-9) последующее вскрытие его в прежних интервалах (разбуривание стакана и перфорация).

При полном закупоривании каналов нефтерастворимым селективным материалом проницаемость не восстанавливается. Методы селективной изоляции, основанные на смешении двух или нескольких реагентов, или реагента с пластовой водой, как показал В. А. Блажевич, только частично ограничивают приток воды, так как получаемый объем закупоривающего осадка недостаточен или мгновенное образование осадка на контакте растворов затрудняет их перемешивание.

В случае неоднородного, слоистого строения пластов в первую очередь вырабатываются, а следовательно, и обводняются наиболее проницаемые пропластки. Они же прежде всего должны поглощать закачиваемую жидкость, в том числе и изоляционную. Распределение потоков в нефте- и водонасыщенные интервалы определяется соотношениями проницаемостей пропластков и вязкостей нефти и воды, а также вязкостью изоляционного реагента. Поэтому различные реагенты с учетом этих и других условий показали себя по-разному на конкретных месторождениях. Наиболее предпочтительны гидрогели (типа ВУС на основе ПАА и гипана, силиката натрия), твердеющие во всем объеме составы типа ГТМ-3 или АКОР (смолка-этилсиликат), нефтесерноокислотная смесь, кислый гудрон и др.

В Ивано-Франковском институте нефти и газа разработан метод повышения избирательности проникновения водоизолирующего состава в водонасыщенные интервалы путем предварительного охлаждения призабойной зоны, и, как следствие, увеличения вязкоструктурных свойств пластовой нефти. Охлаждение осуществляется проведением в стволе скважины эндотермической реакции растворения аммиачной селитры или ее смеси с карбамидом в воде.

Ограничение притока воды в трещиноватых и трещиновато-пористых пластах

Преждевременное обводнение скважин, эксплуатирующих такие пласты, связано с прорывами воды по высокопроницаемым трещинам. Малоэффективными оказались работы с использованием материалов, которые не образуют объемно-связанный тампон и обладают низкими градиентами сдвига, что сопровождается их выносом из трещин при эксплуатации скважин. Более эффективно использование цементных и пеноцементных суспензий, вязкоупругих составов на основе ПАА.

Наиболее эффективно применение суспензий гранулированных тампонирующих материалов. В Ивано-Франковском институте нефти и газа разработаны технологии ограничения притока воды с использованием гранулированного магния (размером 0,5—1,6 мм), основанные на взаимодействии магния и его оксида с пластовой водой и хлористым магнием и, как результат, образовании осадка гидроксида магния и магнезимального цемента (см. § 5.4). Целесообразно, чтобы массовое содержание магния в смеси его с песком составляло 20 %. По схеме ГРП расширяют имеющиеся в пласте трещины, заполняют их магний-песчаной смесью, закрывают скважину на 48—60 ч для образования изоляционной структуры. Для интенсификации притока и растворения гранул, попавших в нефтенасыщенные интервалы, проводится обработка соляной кислотой (см. § 5.4). Возможно создание также забойных пробок (мостов).

Высокой эффективностью характеризуется также использование суспензий полиолефинов (ППП и ПБП), рубракса и высокоокисленных битумов (ВОВ) в виде частиц широкой фракции от 0,5 до 20 мм. По предложению сотрудников СевКав-НИПИнефти в суспензию дополнительно вводят частицы полуводного гипса, реагирующие с пластовой водой и повышающие прочность водоизолирующего барьера. Для каждого пласта, характеризующегося определенным раскрытием трещин и поперечными размерами пор матриц, должны быть подобраны дисперсные системы с соответствующей гранулометрической характеристикой.

Регулирование профиля приемистости воды в нагнетательных скважинах

В призабойной зоне нагнетательных скважин всегда существует система трещин, раскрытость и протяженность которых определяется репрессией и прочностными характеристиками породы. Причем проницаемости трещин существенно разнятся между собой. Тампонирование высокопроницаемых трещин вызывает движение воды в обход по менее проницаемым и новым

трещинам. Аналогичное происходит и в призабойной зоне добывающих скважин. Работы считаются эффективными, если удалось уменьшить поступление воды в один узкий интервал пласта и обеспечить или увеличить поступление ее в другие интервалы. Это можно достичь закачкой суспензии водонерастворимых гранулированных материалов, например, рубракса, высокоокисленного битума, частично гранулированного магния, гранулометрический состав которых соответствует раскрытости трещин.

Менее эффективны суспензии тонкодисперсных материалов, гелеобразующие, коллоидные и другие жидкие составы, так как они поступают во все трещины соответственно их проницаемостям и создают там тампон, а также заиливают поры пористых блоков.

Если высокопроницаемая трещина связывает нагнетательную и добывающую скважины, то вода быстро прорывается по ней. Естественно, при наличии такой протяженной одной или системы высокопроницаемых трещин между зонами нагнетания и отбора преждевременный прорыв можно предотвратить или ликвидировать только тампонированием трещин в глубине пласта между данными зонами. Локальное тампонирование в призабойной зоне как нагнетательной, так и добывающей скважины может обеспечить только кратковременный эффект. Такие трещины выявлены путем закачки в нагнетательные скважины индикаторов (водных растворов красящих веществ) на Тишковском и других нефтяных месторождениях. В настоящее время ведутся исследования по разработке способов создания потокоотклоняющих барьеров в глубине пласта.

§ 10.3. БОРЬБА С ОБРАЗОВАНИЕМ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК В СКВАЖИНАХ

Борьба с образованием песчаных пробок — одна из старейших проблем нефтяной промышленности. Пробкообразование в скважинах в основном происходит при эксплуатации нефтяных скважин на месторождениях Азербайджана, Краснодарского края, Туркмении, водозаборных скважин, пробуренных на сеноманский горизонт Западной Сибири, а также при осуществлении теплового воздействия на залежь.

Песок (частицы породы) выносятся из пласта в ствол скважины в результате разрушения пород, обычно рыхлых, слабоцементированных, под воздействием фильтрационного напора при определенной скорости фильтрации или градиенте давления. Вынос песка из пласта приводит к нарушению устойчивости пород в призабойной зоне, к обвалу пород и, как следствие, к деформациям (смятиям) эксплуатационных колонн и нередко к выходу из строя скважин. Песок, поступающий в сква-

жину, осаждаясь на забое, образует пробку, которая существенно снижает текущий дебит скважины. Удаление пробки с забоя требует трудоемких ремонтных работ и связано с неизбежными потерями добычи нефти. Песок, выносимый из пласта, приводит также к усиленному износу эксплуатационного оборудования.

Существующие методы борьбы с пробкообразованием можно разделить на три группы: 1) предотвращение поступления песка в скважину; 2) вынос песка с забоя на поверхность и приспособление оборудования к работе в пескопроявляющих скважинах; 3) ликвидация песчаных пробок.

Методы предотвращения поступления песка в скважину

Избежать разрушения пород можно уменьшением дебита до определенного допустимого уровня, при этом уменьшается скорость фильтрации, депрессии давления и, как следствие, напряжения в породе. Однако в условиях слабосцементированных пород эксплуатация скважин при таких режимах нередко оказывается экономически нерентабельной. Поэтому в основном применяют различные забойные фильтры или осуществляют крепление пород в призабойной зоне.

По конструкции и технологии изготовления различают трубные и гравийные фильтры. Трубные фильтры спускают в скважину на обсадной трубе или с помощью НКТ внутрь обсадной колонны. Их подразделяют на простые (размеры отверстий 1,5—20 мм или щелей 0,4—0,5 мм на трубе), сложные, образованные из простых наматыванием проволоки (проволочные), установкой кнопок (кнопочные) и колец (кольцевые), металло-керамические, созданные из прессованного порошка спеканием в среде водорода при 1200 °С, и др.

Гравийные фильтры могут быть созданы на поверхности (слой гравия фракций 4—6 мм в зазоре 20—25 мм между двумя концентричными перфорированными трубами) и в скважине (намыв слоя частиц за стенки перфорированной трубы). Для хорошего задержания частиц, составляющих скелет породы, необходимо, чтобы $D_{50}/d_{50}=5$ и $\delta < D_{100}$. Здесь D_{50} и D_{100} — диаметры зерен гравия, соответствующие 50 %- и 100 %-ной точкам гранулометрической кривой распределения диаметров; d_{50} — аналогично диаметр зерен песка; δ — раскрытие щели трубы.

Крепление пород призабойной зоны означает связывание частиц между собой различными веществами — цементным раствором, раствором цементно-песчаной смеси, фенолформальдегидной смолой и др. Сущность метода заключается в закачке крепящих веществ через НКТ в призабойную зону. В зависимости от поглощательной способности скважины и толщины пласта проводят одну или несколько подряд закачек. Раствор

заполняет пустоты в породе и, затвердевая, связывает частицы песка в прочную, проницаемую, устойчивую к размыву массу при фильтрации как нефти, так и воды. Однако проницаемость при этом снижается. В качестве отвердителя смолы используют 15—20 %-ный раствор соляной кислоты. Сначала для удаления карбонатных пород проводят солянокислотную обработку с закачкой кислоты порциями в 6—12 приемов через каждые 30—60 мин. Затем перед закачкой в смолу добавляют 3—5 % (по объему) кислотного раствора, а после продавки смолы нефтью в пласт закачивают солянокислотный раствор в объеме, равном двум объемам закачанной смолы.

По предложению сотрудников СахалинНИПИнефти в смолу дополнительно вводят гранулированный магний, который взаимодействует с частью солянокислотного раствора. Выделяющийся при этом водород (см. § 5.4) способствует увеличению проницаемости призабойной зоны, образуя поры.

В Ивано-Франковском институте нефти и газа разработан способ крепления призабойной зоны на основе использования гранулированного магния по схеме ВПТХО (см. § 5.4) с подачей уменьшенного количества кислоты, что приводит к образованию магнезиального цемента.

Применяют также метод закрепления песков путем коксования нефти в призабойной зоне.

Вынос песка на поверхность и приспособление оборудования к работе в пескопроявляющих скважинах

Скорость потока жидкости в пределах от нижних до верхних отверстий интервала перфорации (фильтра) возрастает от нуля до максимального значения, соответствующего дебиту скважины. Последовательно она становится равной скорости псевдоожижения (взвешивания) частиц $w_{вз}$ и скорости уноса $w_{ун}$. Таким образом, ниже уровня $w_{вз}$ в стволе существует насыпной слой песка, затем до уровня $w_{ун}$ — псевдоожиженный, а дальше песчинки движутся совместно с жидкостью. В ходе эксплуатации скважины часть поступающих из пласта частиц осаждается в стволе, высота пробки увеличивается, дебит скважины при этом уменьшается, условия для выноса ухудшаются.

Вынос частиц на поверхность отмечается при соблюдении неравенства (9.69). Различие плотностей фаз при их движении обуславливает относительную скорость осаждения песчинок и отличие истинного объемного ϕ и расходного β содержащий песка в потоке (см. гл. 6). В песочной скважине всегда $\phi > \beta$. Для выполнения неравенства (9.69) задают высокие дебиты скважин, подбирают соответствующие диаметры труб и конструкции подъемников при фонтанной и газлифтной эксплуатации, используют трубчатые штанги при насосной эксплуатации,

подлив и подкачку жидкости в скважину (см. § 9.5) и т. д. Количество жидкости, необходимое для подкачки, принимают равным объему скважины от башмака подъемных труб до нижних отверстий фильтра. Подъемные трубы необходимо спускать в фильтровую зону для лучшего выноса песка. На практике чаще всего трубы спускают до верхних отверстий фильтра из опасения, что они могут быть прихвачены песком, поступающим из отверстий фильтра.

При штанговой насосной эксплуатации применяют различные защитные приспособления (см. § 9.5).

Ликвидация песчаных пробок

Песчаные пробки периодически промывают жидкостью или чистят гидробуром.

В качестве промывочной жидкости применяют нефть, воду (обработанную ПАВ), глинистый раствор, аэрированную жидкость, пену, плотность которых соответствует пластовому давлению. Промывка основана на использовании энергии струи закачиваемой жидкости для разрушения песчаной пробки и выноса песчинок на поверхность. Возможны прямая, обратная, комбинированная и непрерывная промывки.

При прямой промывке жидкость закачивают в НКТ, вынос песка происходит по затрубному пространству. При обратной промывке создают поток в обратном направлении. Струя, выходящая из НКТ, лучше размывает пробку. Для улучшения разрыхления пробки на конец НКТ навинчивают различные наконечники (кососрезанную трубу, насадку, фрезу и др.). Однако при прямой промывке скорость восходящего потока меньше, чем при обратной промывке. Поэтому при комбинированной промывке размыв осуществляют путем закачки в НКТ, а для выноса песка периодически переходят на обратную промывку. Промывочное устройство, которое устанавливают выше башмака НКТ, позволяет закачивать жидкость в затрубное пространство, размывать через башмак НКТ и осуществлять подъем по НКТ. При промывке трубы подвешивают на вертлюге подъемника, а жидкость поступает по промывочному шлангу. Для обратной промывки устье скважины герметизируют промывочной головкой (сальником). При непрерывной прямой промывке применяют промывочную головку, которая позволяет наращивать трубы почти без прекращения прокачки жидкости.

Гидравлический расчет промывки скважины сводится к определению гидравлических потерь давления (напора) при движении жидкости по трубам и затрубному пространству. Гидравлические потери определяют по формуле Дарси—Вейсбаха с учетом наличия в жидкости песчинок. При этом скорость восходящего потока необходимо принимать из неравенства (9.69).

Использование струйного насоса (аппарата) позволяет проводить промывку без создания противодавления на пласт.

Для чистки песчаных пробок применяют также гидробур, который спускается в скважину на канате. Гидробуром ударяют о поверхность пробки, при этом долото разрыхляет ее. При подъеме плунжер поршневого насоса гидробура засасывает жидкость с песком из-под долота. Песок отделяется в сепараторе и поступает в желонку, а жидкость — под плунжер насоса.

§ 10.4. БОРЬБА С ОТЛОЖЕНИЕМ ПАРАФИНОВ И АСФАЛЬТЕНОВ

Вдоль пути движения нефти уменьшаются температура и давление, выделяется газ, поток охлаждается, снижается растворяющая способность нефти, выделяются твердый парафин, мазеобразные асфальтены и смолы (см. § 5.8). Их отложения возможны в призабойной зоне, подъемных трубах, шлейфе, сборном трубопроводе и резервуарах.

Наиболее интенсивно парафин откладывается в подъемных трубах. Толщина его слоя увеличивается с нуля на глубине 900—300 м до максимума на глубине 200—50 м, а затем уменьшается за счет смыва отложений потоком. Отложения приводят к увеличению гидравлических сопротивлений потоку и снижению дебита.

При добыче нефти выпадение парафина неизбежно, поскольку температура всегда снижается. Выкристаллизация парафина происходит на механических примесях нефти и стенках оборудования, причем парафин, выделившийся внутри объема, практически не принимает участия в формировании отложений. Такие кристаллы откладываются в основном на дне резервуаров. Поэтому наиболее целесообразно добиться того, чтобы весь парафин выделялся не на стенках оборудования, а внутри объема.

Процесс отложения парафина имеет адсорбционный характер. Поэтому защитные покрытия труб гидрофильными (полярными) материалами оказались весьма эффективными для борьбы с отложениями парафина. Для создания защитных покрытий применяют лакокрасочные материалы (бакелитовый, эпоксидный, бакелито-эпоксидный модифицированный типа ЮЭЛ лаки), а также стекло, стеклоэмали.

Добавки в поток химических реагентов способствуют гидрофилизации стенок труб, увеличению числа центров кристаллизации парафина в потоке, повышению дисперсности частиц парафина в нефти. Такими реагентами могут быть как водо-, так и нефтерастворимые ПАВ. Применение реагента ХТ-48 показало, что он не полностью предотвращает отложение, хотя скорость отложения снижается.

Исследованиями установлено, что использование переменного магнитного поля увеличивает количество центров кристаллизации в потоке и предотвращает отложение парафина.

Для удаления отложений парафина применяют тепло и скребки.

При тепловом методе борьбы с отложением парафина проводят периодическую закачку в затрубное пространство скважин горячей нефти (газоконденсата), перегретого пара или паровоздушной смеси. Под действием повышенной температуры парафин расплавляется и удаляется вместе с закачиваемой и добываемой жидкостью из подъемных труб, а также из выкидного трубопровода.

Для получения водяного пара используют установки ППУА (см. § 5.8), а для нагрева нефти — агрегат 1АДП-4-150, который обеспечивает расход 8,2—14,5 м³/ч при температуре 150—110 °С и давлении 20—16 МПа. Его можно использовать также для депарафинизации трубопроводов, трапов, мерников и т. д.

Скребки соскабливают отложения парафина со стенок труб. Их спускают и поднимают на проволоке (тросе) с помощью электродвигателя установки типа АДУ-3 и УДС-1. Подъем автоматических летающих скребков происходит под действием напора газонефтяного потока. При штанговой насосной эксплуатации скребки крепят к колонне штанг (см. § 9.5).

Выкидные трубопроводы периодически очищают от парафина с помощью резиновых шаров (торпед), которые продвигаются под действием напора потока жидкости.

§ 10.5. ОТЛОЖЕНИЯ СОЛЕЙ И БОРЬБА С НИМИ

Отложения солей могут происходить практически на всем пути движения воды — в пласте, скважине, трубопроводах и оборудовании установок подготовки нефти. В основном солеотложения наблюдаются при внутриконтурном заводнении пресными водами, что связывают с обогащением закачиваемых вод сульфатами при контакте с остаточными водами и растворении минералов. Причинами отложения солей считают: а) химическую несовместимость вод (например, щелочных с жесткими), поступающих в скважины из различных горизонтов или пропластков; б) перенасыщенность водно-солевых систем при изменении термодинамических условий.

Отложения солей приводят к уменьшению добычи нефти, сокращению межремонтных периодов работы скважин, а в ряде случаев они столь велики, что вообще затрудняют эксплуатацию.

Основными компонентами солей могут быть либо гипс, либо карбонаты кальция и магния. В состав входят также диоксид

кремния, оксидные соединения железа, органические вещества (парафин, асфальтены, смолы) и др. Осадки могут быть плотными или рыхлыми, прочность сцепления с металлом возрастает с глубиной залегания пласта. Различный состав и структура отложений требуют индивидуального подхода к выбору метода борьбы с ними на каждом конкретном месторождении.

Все методы борьбы с отложениями солей можно подразделить на две группы: методы предотвращения выпадения солей и методы удаления отложений солей.

В комплекс работ по подготовке заводнения входит проверка закачиваемых вод на химическую совместимость с другими водами, с которыми они смешиваются в поверхностных или пластовых условиях.

Наиболее приемлемый метод предотвращения выпадения солей в трубах — применение химических реагентов (ингибиторов солеотложений). Их периодически задавливают в пласт и закачивают в затрубное пространство добывающих скважин. Ингибиторы с «пороговым эффектом» покрывают микрокристаллические ядра образующегося осадка, замедляют их рост и удерживают в растворе во взвешенном состоянии. Наиболее эффективны полифосфаты, органические фосфаты, соли сульфокислот, арилсульфонаты, гексаметафосфат и триполифосфат натрия, аммофос и др. Отложение солей полностью предотвращается при дозировке 20 г/м^3 ингибиторов на основе комплексонов (ПАФ-13, ДПФ-1, инкредол-1, фосфанол, СНПХ-5301).

Менее эффективно воздействие на растворы магнитными силовыми полями и ультразвуком, а также использование защитных покрытий (стекло, высокомолекулярные соединения). Для борьбы с отложением солей в нефтеводосборных трубопроводах рекомендуется установка у устья специальных гипсоборников.

Отложения солей удаляют с помощью химических реагентов и, в крайнем случае, разбуривают долотом.

При химическом методе удаления осадки гипса преобразовывают в водорастворимую соль сульфата натрия (калия) и в осадки карбоната или гидроксида кальция, которые затем растворяют солянокислотным раствором и промывают водой. В качестве преобразовывающих реагентов эффективно использование карбоната и бикарбоната натрия или калия, а также гидроксидов щелочных металлов. Реагент вводят в интервал отложений, периодически его прокачивают или даже осуществляют непрерывную циркуляцию. Затем проводят СКО и промывают водой.

Предложена также термохимическая обработка осадка солянокислотным раствором с добавкой хлористого натрия или аммония. Соль растворяют в кислоте при подогреве на поверх-

ности с помощью ППУА и горячую смесь закачивают в скважину. Однако реагент вызывает активную коррозию, а процесс является дорогим и трудоемким.

§ 10.6. ДРУГИЕ ВИДЫ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

Ремонту скважин предшествует обследование устьевого оборудования и ствола. Обследование ствола скважин проводят с целью определения глубины забоя и уровня жидкости, проверки состояния колонны и фильтровой зоны, местонахождения и состояния оставшихся в скважине НКТ, штанг, насосов и других посторонних предметов. Состояние предметов в скважине устанавливают печатями (плоскими, конусными, универсальными, гидравлическими) — специальными устройствами с корпусом, покрытым свинцовой, алюминиевой или резиновой оболочкой, по отisku на которых судят о характере нарушений.

Ремонтно-исправительные работы

Их проводят с целью исправления дефектов (смятие, слом) в обсадной колонне. Смятую часть колонны исправляют с помощью оправочных долот, грушевидных и колонных конусных фрезеров. Для этого поочередно спускают оправочные инструменты с последовательным увеличением диаметра. Выправленный и сломанный участок цементируют под давлением или перекрывают металлическим пластырем с помощью устройства Дорн. Работа устройства основана на расширении продольно гофрированной трубы до плотного контакта с обсадной колонной.

Если исправить колонну не удастся, то спускают дополнительную колонну («летучку») с последующим цементированием, возвращают скважину на вышележащий горизонт или забуривают второй ствол.

Поврежденную и незацементированную часть эксплуатационной колонны заменяют на новую. Для этого верхнюю часть на 5—6 м выше дефекта обрезают труборезкой, извлекают, затем освобождающейся внутренней трубоволочкой отвинчивают и извлекают из скважины поврежденный участок. Тогда спускают новую колонну, свинчивают с оставшейся частью и при необходимости цементируют.

Возвратные работы

Возвратные работы — это перевод данной скважины для эксплуатации ниже- или вышележащего продуктивного пласта. При возврате на вышележащий пласт ниже его подошвы

создают цементную пробку или песчано-глинистую пробку и цементный стакан над ней. Если в интервале возвращаемого пласта колонна не зацементирована, то ее целесообразно извлечь.

Иногда осуществляется возврат на нижезалегающий пласт. Тогда оставляемый пласт отключают, как и при ремонтно-изоляционных работах.

Затем проводят перфорацию колонны на возвращаемый пласт.

Ловильные работы

Ловильные работы — это наиболее сложные и трудоемкие работы. Они связаны с ликвидацией различного рода аварий: прихват и «полет» труб, оставление в скважине погружного электронасоса с кабелем или без него, обрыв насосных штанг, обрыв кабеля, забитость эксплуатационной колонны различными посторонними предметами.

Прихваченные трубы освобождают обычно расхаживанием, т. е. попеременной натяжкой и посадкой колонны труб. Для обеспечения освобождения создают нефтяную ванну или проводят промывку.

Для ловли и извлечения из скважины НКТ применяют неосвобождающиеся и освобождающиеся ловильные инструменты: труболовки, метчики, колокола и овершоты. Работа труболовок основана на захвате трубы внутренними или внешними плашками, метчика и колокола — на нарезании в теле извлекаемых труб соответственно внутренней и внешней резьбы, а овершота — на защемлении муфты неприхваченных в скважине труб пластинчатыми пружинами. Штанги извлекают с помощью плашечных ловителей. Для выравнивания верхнего конца труб или штанг применяют конусный райбер или режущие-истирающие кольцевые фрезеры. Для сплошного фрезерования аварийных труб, штанг и других предметов применяют забойные фрезеры. Предварительно перед извлечением упавших труб с помощью печати устанавливают местонахождение и определяют состояние их конца. Затем применяют соответствующий инструмент.

Для извлечения из скважины каната или кабеля используют удочки с неподвижными и шарнирными крючками, которые спускают на трубах. Если верхний конец каната находится на устье, а нижний — прихвачен, то с помощью канаторезки его обрезают непосредственно у места прихвата.

Для чистки ствола скважины от различных посторонних предметов (кувалды, цепи от ключей, плашки, кирпич, куски дерева и т. п.) применяют магнитные, забойные и торцевые фрезеры, паук, ерш, сверла, пикообразные долота и др.

Зарезка второго ствола

Ее осуществляют в тех случаях, когда нарушенную часть ствола скважины не удастся отремонтировать. Для вскрытия «окна» в колонне, через которое в последующем предполагается бурить второй ствол, применяют райбер-фрезер совместно с отклонителем. Месторасположение «окна» целесообразно выбирать на глубине, где имеется только одна колонна, между двумя муфтовыми соединениями.

Ликвидация скважин

Иногда приходится ликвидировать скважины, например, если ремонтные работы не дали положительных результатов, дальнейшее их проведение и использование признаны нецелесообразными или скважины расположены в зонах застроек, стихийных бедствий (землетрясения, оползни) и др.

Неликвидированные скважины могут быть причиной внутрипластовых перетоков, загрязнения источников питьевой воды, загазованности территории, что недопустимо с позиций охраны недр и окружающей среды.

В ликвидируемых скважинах при возможности вырезают и извлекают спущенные в них обсадные трубы, а ствол цементируют, заливают глинистым раствором или засыпают сухой глиной. Вскрытые проницаемые пласты перекрывают цементными пробками (мостами).

Над устьем устанавливают бетонную тумбу размером $1 \times 1 \times 1$ м и репер из трубы.

Консервация скважин

Скважину при необходимости консервируют так, чтобы была обеспечена возможность повторного ввода ее в эксплуатацию. Характер проводимых работ зависит от способа эксплуатации, значения пластового давления и срока консервации.

При консервации скважину необходимо заглушить и заполнить промывочной жидкостью (буровой раствор, вода), обработанной ПАВ. Она должна обеспечить давление на пласт на 5—10 % выше пластового, если оно не превышает гидростатического давления, и на 10—15 % — если превышает. В первом случае при консервации на срок более одного года и во втором случае при консервации на любой срок в стволе выше верхних отверстий фильтра устанавливают цементный мост высотой 25 м. При консервации чисто нефтяных скважин на срок до шести месяцев установка цементного моста не обязательна.

Для предотвращения замерзания устье и верхняя часть колонны заполняются незамерзающей жидкостью (соляровое масло, 30 %-ный раствор хлористого кальция, нефть).

Каждая скважина должна быть оборудована фонтанной арматурой; насосные скважины герметизируют задвижкой, установленной на колонный фланец.

§ 10.7. ТЕХНИКА РЕМОНТА. АВТОМАТИЗАЦИЯ И МЕХАНИЗАЦИЯ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

В зависимости от вида и цели предстоящего текущего и капитального ремонтов скважин применяют соответствующее оборудование и инструмент. Принципиальная схема размеще-

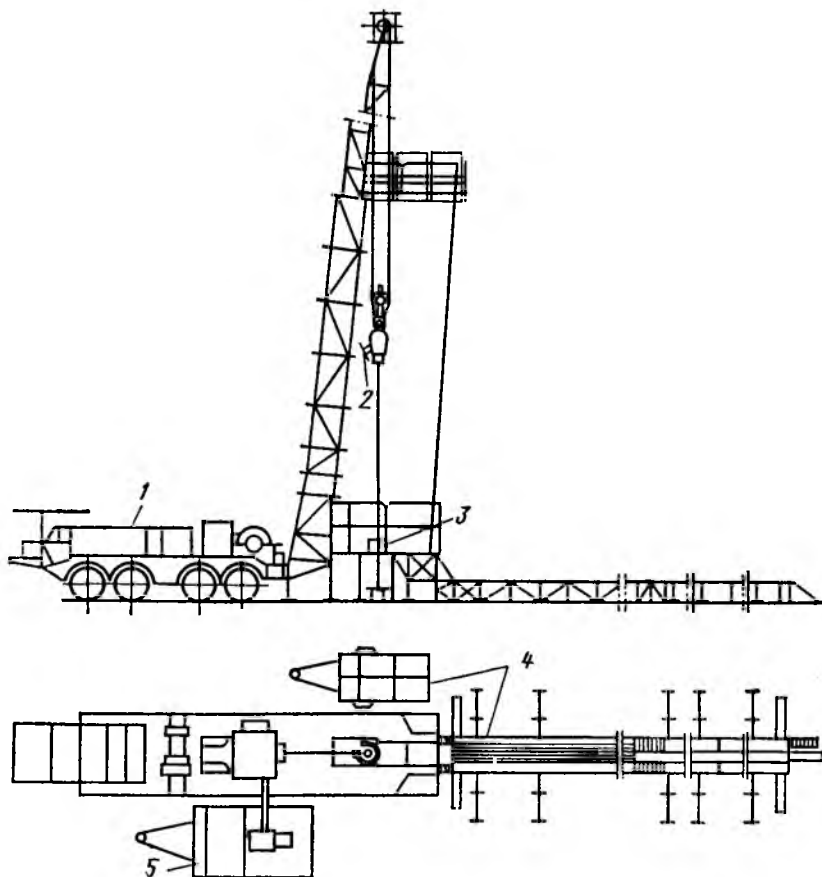


Рис. 10.1. Принципиальная схема размещения комплекса оборудования для подземного ремонта и освоения скважин КОРО-80:

1 — подъемная установка УПА-80; 2 — вертлюг ВЭ-80×200; 3 — ротор Р-360; 4 — передвижные приемные мостки МПП-80; 5 — насосный блок БНП-15 Гр

ния комплекса оборудования приведена на рис. 10.1. В состав входят вышечное сооружение с рабочей площадкой и мостками, подъемная лебедка, талевая система, ротор и вертлюг, насосная установка, противовыбросовое оборудование, устьевой и подземный инструмент. В зависимости от вида и сложности работ комплектность оборудования может быть разной.

Оборудование и инструмент для ремонта

При подземном ремонте приходится поднимать трубы и штанги больших масс, что делает необходимым применение подъемного оборудования большой грузоподъемности (до 50—100 т) и, следовательно, громоздкого и тяжелого. К основному оборудованию, при помощи которого проводят спуско-подъемные операции, относятся подъемные лебедки различной грузоподъемности.

Если на транспортной базе монтируется одна лебедка, то такой механизм называют подъемной лебедкой или подъемником. В случае, когда лебедка монтируется совместно с вышкой (мачтой), талевой системой и другим оборудованием на транспортной базе, тогда оборудование в целом называют подъемной установкой или агрегатом, а при более полной комплектации (насосом, ротором, вертлюгом и др.) — комплексом подъемного оборудования.

В нефтепромысловой практике при текущем и капитальном ремонте нашли применение:

подъемные установки — смонтированные на шасси автомобиля агрегаты А-50У2 (грузоподъемность 50 т), Азинмаш-37А (грузоподъемность 32 т), смонтированные на гусеничном тракторе агрегаты Азинмаш-43А (модификация Азинмаш-37А), Бакинец-ЗМ (грузоподъемность 37 т), установка подъемная тракторная УТП1-50 (грузоподъемность 50 т);

комплекс оборудования КОРО-80 (грузоподъемность 80 т); лебедки подъемные — агрегат Азинмаш-43П (безвышечная модификация Азинмаш-43А при тяговом усилии 75 кН), лебедка подъемная тракторная ЛПТ-8 (тяговое усилие 84 кН), лебедка подъемная в рамном исполнении ЛПР-10Э (тяговое усилие 100 кН) для работы на морских основаниях.

При работе с подъемными установками у скважин располагают стационарные или передвижные (транспортируемые обычно тракторами) *вышки* или *мачты*.

Для связи с лебедкой и поднимаемым грузом используют *талевую систему*. Она включает в себя кронблок, талевый блок, крюк, талевый канат и направляющий ролик.

Ротор предназначен для вращения колонны труб, их свинчивания и развинчивания, поддержания труб при разгрузке талевой системы, а также для выполнения ловильных и вспомогательных работ.

Соединительным звеном между талевой системой и трубами, подвешенными к вращающейся части ротора (элеватором), служит *вертлюг*. Он обеспечивает свободное вращение труб и подачу промывочной жидкости в колонну труб. Вертлюг с помощью промывочного шланга соединяют со стояком, через который прокачивают промывочную жидкость.

Для нагнетания жидкости в скважину применяют *передвижные промывочные агрегаты*: автомобильные Азинмаш-35А или Б (давление до 20 МПа; расход до 15,6 л/с), УН1А-100××200 (20 МПа; 12,9 л/с) и тракторные Азинмаш-32М (16 МПа; 10,2 л/с), УН1Т-100×200 (тракторная модификация УН1А-100××200).

Для захвата колонны труб или штанг и удержания их на весу в процессе спуско-подъемных операций применяют трубные и штанговые *элеваторы*. Трубные элеваторы обеспечивают захват под муфту или по телу трубы (для безмуфтовых труб). Особенность элеватора ЭТА — автоматичность захвата труб. Элеватор ЭГ предназначен для работы с автоматом АПР-2ВБ. Штанговые элеваторы обеспечивают захват насосных штанг под головку. Для подвески элеватора на крюк талевой системы предназначены *штропы*, которые представляют собой замкнутую стальную петлю овальной формы.

Спайдеры используются для автоматизации операций по захвату, удержанию на весу и центрированию колонны труб в процессе спуско-подъемных операций при ремонте скважин.

Для свинчивания и развинчивания НКТ и штанг при спуско-подъемных операциях применяют *ключи* различных типоразмеров и конструкций. Их выпускают для работы вручную, вручную и механически и только механически.

Для свинчивания и развинчивания вручную насосных штанг применяют штанговый ключ КШ, а для отвинчивания за тело насосных штанг в аварийных ситуациях — круговой штанговый ключ КШК. Механизированная работа обеспечивается с помощью автоматических штанговых ключей АШК-Г и АШК-ТМ с автоматическим захватывающим устройством и приводом от электродвигателя.

Для свинчивания и развинчивания вручную НКТ предназначены цепные ключи КЦН и КЦО, а также шарнирный ключ КТНД.

Ключи трубные КТД и КТГУ позволяют работать вручную, а также с помощью автомата АПР-2ВБ.

Автомат АПР-2ВБ (автомат системы А. Г. Молчанова) предназначен для механизированного свинчивания и развинчивания, а также удержания на весу НКТ при ремонте скважин. Он состоит из блоков вращателя, клиневой подвески, центратора, балансира с грузом и электропривода с переключателем. Автомат монтируется и крепится на фланце устья скважины.

Аналогичную роль выполняет механический универсальный ключ КМУ, обеспечивающий текущий ремонт скважин, эксплуатируемых при помощи любого оборудования, включая погружные электронасосы.

Применяют также механический (КМПТ) и гидравлический подвесной (КГП) ключи, особенность которых — использование гидропривода.

Для стопорения колонны труб от проворачивания при механизированном свинчивании и развинчивании предназначен стопорный ключ КСМ60-89.

Подземный ремонт скважин — самый трудоемкий процесс в добыче нефти. Наряду с рассмотренной механизацией и автоматизацией операций по свинчиванию и развинчиванию труб и штанг существенного снижения трудоемкости работ можно достигнуть за счет наиболее рационального размещения поднятых из скважин труб и штанг. Их целесообразно размещать в вертикальном положении. Практикуется применение передвижных приемных мостков, блочного оборудования на транспортной базе и др.

К средствам механизации работ также относятся агрегат АПШ для перевозки штанг, электромеханизированный штанговоз 2ТЭМ, агрегат Азинмаш-48 для смазки станков-качалок, агрегат АРОК для технического обслуживания и ремонта станков-качалок, агрегат АТЭ-6 для погрузки, перевозки и разгрузки установок ЭЦН, установка для перевозки и перемотки кабеля, агрегат 2ПАРС для подготовительных работ при ремонте скважин, агрегат АОП для обслуживания подъемных агрегатов, агрегат АЗА-3 для заглубления винтовых анкеров, агрегат АМЯ-6Т для механизированной установки якорей оттяжек, промысловый самопогрузчик ПС.

Средства малой механизации также существенно сокращают утомляемость рабочих при ремонте скважин и облегчают их труд. Это различные приспособления для перемещения труб, против разбрызгивания жидкости, автозатаскиватель рабочей трубы в шурф и т. д.

Ремонт скважин с использованием инструмента, спускаемого на тресе

Для текущего ремонта фонтанных и газлифтных скважин без их глушения и подъема НКТ широкое применение находит прогрессивный метод канатной техники (канатных работ), обеспечивающий экономию трудовых затрат и сокращение продолжительности ремонта. Сущность его состоит в том, что работы в скважине проводят с помощью инструмента, спускаемого в НКТ на проволоке (тресе, канате). Этим методом можно осуществить:

установку и извлечение газлифтных клапанов, а также предохранительных, ингибиторных и обратных (приемных) клапанов, глухих пробок (вместо клапанов), забойных штуцеров, заглушек и глубинных измерительных приборов;

открытие и закрытие циркуляционного клапана для замены жидкости в скважине, в которой установлен пакер;

очистку подъемных труб от парафина, солей, чистку песчаных пробок, расправление смятых участков колонны НКТ, ловильные работы.

Скважины предварительно оснащаются современным скважинным оборудованием, спускаемым на НКТ. Это оборудование обеспечивает осуществление всех видов перечисленных работ; его предназначение следующее:

скважинные камеры — для установки в них съемных газлифтных клапанов;

посадочные ниппели — для установки и фиксации в них обратных, ингибиторных клапанов, глухих пробок, регуляторов, забойных штуцеров, глубинных измерительных приборов;

посадочный ниппель — для предохранительного клапана-отсекателя или трубного предохранительного клапана-отсекателя, дистанционно управляемого с поверхности;

циркуляционный клапан (скользящая гильза) — для сообщения и разобщения затрубного и трубного пространств при глушении или освоении скважины;

разъединитель колонны — для отсоединения колонны НКТ от пакера и соединения ее с ним;

телескопическое соединение — для компенсации температурных удлинений НКТ и снятия натяжения колонны, возникающего при посадке пакера;

срезной клапан — для разобщения канала подъемных труб от пласта при установке гидравлического пакера.

Весь комплекс канатной техники состоит из оборудования устья, гидравлической лебедки и канатного инструмента.

Оборудование устья газлифтное ОУГ-80×350, с проходным диаметром 80 мм и рассчитанное на давление 35 МПа, представляет собой лубрикатор особой конструкции. Оно обеспечивает безопасный спуск и подъем инструмента в работающих скважинах.

Гидроприводная лебедка ЛСГ 1К-131, смонтированная на шасси автомобиля ЗИЛ-131А, обеспечивает спуск и подъем инструмента, а также выполнение сложных манипуляций (удары яссами вверх и вниз, посадка инструмента, ловильные операции и т. д.) набором инструмента длиной до 4 м и массой до 60 кг, спускаемым на проволоке. Установка снабжена приборами для измерения глубины спуска инструмента, натяжения проволоки, а также мачтой для монтажа и демонтажа лубрикатора. Оборудование спускается на проволоке диаметром 1,82; 2,06;

2,34 мм. Наиболее часто применяют стальную проволоку диаметром 2,34 мм, номинальная допустимая нагрузка для которой составляет 6,9 кН.

Инструмент для канатных работ можно подразделить на три категории:

стандартный канатный набор для создания ударов вверх и вниз (замок для соединения проволоки с инструментом, грузовые штанги, механический и гидравлический яссы для создания ударов, шарнирное соединение для углового смещения инструментов);

инструмент для установки и извлечения клапанов всех видов, оснащенных замком (отклонитель для работ в скважинных камерах, спускной и подъемный инструменты);

инструмент специального назначения (толкатель, ловильный проволочный инструмент, печать-фиксатор, выпрямитель проволоки, тросикообрезатель, скребок парафина, парафинорезка, трубный шаблон, песочная и гидростатическая желонки для удаления из НКТ песочной пробки, осколков породы, окарины, оправочный инструмент и др.).

Установка оборудования, спускаемого на проволоке, и его съем происходят за счет среза штифтов при ударах яссами вверх или вниз. Предохранительные срезные штифты позволяют освобождать спущенный инструмент от заловленного, когда извлечь его не удастся.

Все оборудование и инструменты имеют ловильные головки для захвата их в случае отвинчивания.

Яссы представляют собой раздвижные устройства, которые приводятся в действие натяжением проволоки. Они предназначены для создания динамических ударов. Гидравлический ясс для удара вверх срабатывает автоматически, когда его плунжер достигает участка цилиндра диаметром большим, чем диаметр плунжера, что приводит к резкому увеличению его скорости. Механический ясс предназначен для создания удара вверх и вниз. Он срабатывает за счет встряхивания (быстрого подъема или опускания).

Для установки и съема газлифтного клапана к стандартному набору присоединяют снизу отклонитель и спускной или подъемный инструмент. В корпусе спускного инструмента клапан фиксируется двумя срезными штифтами. При подъеме цанговый зажим подъемного инструмента захватывает клапан.

Имеются рычажные и консольные отклонители, которые предназначены для смещения газлифтного клапана в направлении кармана эксцентричной скважинной камеры и его установки. Для срабатывания рычажного отклонителя инструмент спускают в скважинную камеру и встряхивают. При этом рычаги освобождаются и раскрываются под действием пружины, отклонитель разворачивается в плоскости большой оси эллип-

сообразного сечения камеры и направляет клапан и инструмент для посадки или съема клапана из кармана. Консольный отклонитель применяется в сильно искривленных скважинах совместно с камерами, которые имеют направляющие втулки. Для срабатывания консольного отклонителя его совместно с инструментом пропускают через скважинную камеру, а затем поднимают и снова опускают. При подъеме защелка отклонителя входит в паз направляющей втулки, инструмент ориентируется, отклоняются рычаги и при спуске клапан попадает в карман скважинной камеры.

Толкателем открываются и закрываются циркуляционные клапаны (типа скользящей втулки), приводится разблокировка телескопического соединения и верхней цанги разъединителя колонны.

Описанные компоновки оборудования можно также применять для перфорации, тампонажа, кислотных обработок и др.

Для спуска на забой различных устройств (желонки-контейнеров с реагентами, взрывных пакеров, стреляющих тампонажных снарядов и др.) применяют также канат, кабель-трос. Разрабатываются методы ремонта с использованием гибких труб, шлангоканата, шлангокабеля. Все эти работы можно проводить без подъема НКТ, однако в заглушенной скважине.

Контрольные вопросы

1. Дайте классификацию подземного ремонта скважин.
2. Зачем и как осуществляют глушение скважин?
3. Расскажите о методах борьбы с обводнением скважин.
4. Как удаляют песчаные пробки из скважины?
5. Какие оборудование и инструменты используют при подземном ремонте скважин?
6. Расскажите об использовании канатной техники.

СБОР И ПОДГОТОВКА ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ НА ПРОМЫСЛЕ

Добываемая нефть — смесь нефти, газа, минерализованной воды, механических примесей и других попутных компонентов — должна быть собрана из рассредоточенных на большой территории скважин и обработана как сырье для получения *товарной продукции* — товарной нефти, нефтяного газа, а также пластовой и сточной воды, которую можно было бы снова возвращать в пласт.

§ 11.1. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Сбор добываемой нефти — это процесс транспортирования по трубопроводам нефти, воды и газа от скважин до центрального сборного пункта (ЦСП). Они транспортируются под действием напора, обусловленного давлением на устье скважин, точнее, его превышением над атмосферным давлением, разностью геодезических отметок входной и выходной точек трубопровода (гористый рельеф местности), а также (при необходимости) создаваемого насосами. Сбор должен сопровождаться точным замером продукции по каждой скважине с целью проектирования эксплуатации скважин, контроля и регулирования разработки месторождения.

Получение товарной продукции называют подготовкой добываемой нефти. Она включает технологические процессы сепарации, стабилизации, обезвоживания (деэмульсации) и обессоливания нефти, очистку сточной воды от эмульгированной нефти и механических примесей (шлама), а также осушку (от водяного пара) и очистку (от сероводорода и диоксида углерода) нефтяного газа. Первичная подготовка добываемой нефти на промыслах вызвана необходимостью уменьшить транспортные расходы (отсутствие перекачки воды как балласта на нефтеперерабатывающий завод и обратно для возврата в пласт), предотвратить образование стойких эмульсий («старение» эмульсий), не допустить гидратообразования в газопроводах, сохранить приемистость водонагнетательных скважин (см. § 3.2), уменьшить коррозионное разрушение внутрипромыслового, магистрального и заводского оборудования и трубопроводов при транспорте нефти, газа и воды.

В настоящее время сбор и подготовка нефти — не два последовательных процесса, а единая система перечисленных техно-

логических процессов, когда сбор совмещается с подготовкой нефти. Современная система нефтегазосбора и подготовки — это сложный комплекс трубопроводов, блочного автоматизированного оборудования и аппаратов, технологически связанных между собой. Она должна также обеспечить: 1) предотвращение потерь нефтяного газа и легких фракций нефти от испарения на всем пути движения и с самого начала разработки; 2) отсутствие загрязнения окружающей среды, вызываемого разливами нефти и воды; 3) надежность функционирования каждого звена и системы в целом; 4) высокие технико-экономические показатели работы.

На сооружение объектов и коммуникаций системы сбора и подготовки нефти расходуется около 50 % капитальных вложений, выделяемых нефтяной промышленностью. Использование оборудования в блочно-комплектном исполнении сокращает затраты почти в 2 раза, ускоряет ввод в разработку месторождения на 3—4 года, позволяет избежать потерь нефтяного газа и некондиционной нефти. Оно обеспечивает также возможность полной автоматизации технологического процесса, гибкость и маневренность в наращивании или сокращении мощностей (монтаж и демонтаж отдельных блоков) для учета динамики добычи нефти и жидкости, обводненности продукции во времени (см. § 1.5, 4.1). Уменьшить затраты можно еще рациональным выбором числа и размещением замерных и других установок, трасс трубопроводов с учетом характера местности (рельеф, реки, озера, овраги, система землепользования, застроенность и т. д.), диаметров труб, укрупнением и централизацией технологических объектов, совмещением процессов сбора и подготовки нефти (внутритрубная деэмульсация нефти с подачей деэмульгаторов, предварительный отбор газа, предварительный сброс и очистка воды и др.). Важно также рационально использовать избыточную энергию, поступающую из скважин. Эти и другие положения учитываются при проектировании промыслового обустройства месторождения, когда совместно рассматриваются различные варианты системы кустования скважин (при наклонно направленном бурении), сбора и подготовки нефти, поддержания пластового давления, электроснабжения, подъездных автомобильных дорог и др. Совместное рассмотрение этих сложных систем стало возможным на базе использования ЭВМ по методике, сочетающей экономико-математические модели с опытом проектировщика. Оптимизация промыслового обустройства обеспечивает уменьшение капитальных вложений на 10—15 %.

§ 11.2. КЛАССИФИКАЦИЯ СИСТЕМ НЕФТЕГАЗОСБОРА, ИХ ХАРАКТЕРИСТИКА

Каждое нефтяное месторождение имеет свои особенности (свойства нефти, условия эксплуатации скважин, климат, характер местности и др.). Поэтому единой универсальной системы нефтегазосбора не существует.

По степени герметизации выделяют системы сбора открытые, смешанные (частично герметизированные), герметизированные; по числу сборных трубопроводов для транспорта продукции скважин — одно-, двух- и трехтрубные; по величине напора — самотечные, напорные (низко- и высоконапорные); по типу замерно-сепарационных установок — с индивидуальными и групповыми установками. Эти критерии классификации по-разному сочетаются в применяемых системах.

На ранних этапах развития нефтяной промышленности применялся открытый способ добычи, сбора и хранения нефти. Нефтяной газ и легкие фракции нефти улетучивались в атмосферу.

Бакинская (самотечная) система сбора

Первой более совершенной системой была бакинская смешанная, самотечная двухтрубная система сбора, которую продолжают применять на давно разрабатываемых месторождениях (рис. 11.1, а). В этой системе совместное герметизированное низконапорное транспортирование нефти осуществляется от скважин 1 до индивидуальных 2 (ИЗУ) или групповых 3 (ГЗУ) замерных установок, расположенных на расстоянии от устья не более 500 м. К ГЗУ подключают выкидные линии 5—8 скважин (фонтанных, газлифтных, насосных). На ИЗУ или ГЗУ происходит сепарация (разделение фаз) в трапах (сепараторах) 2 при давлении 0,11—0,15 МПа.

Нефть вместе с водой из трапов самотеком (благодаря естественным уклонам на местности) по нефтесборному трубопроводу поступает в резервуары 5 группового сборного пункта (ГСП), из них перекачивается насосами 6 в сырьевые резервуары 7 промыслового парка на центральном сборном пункте (ЦПС) и дальше насосами 8 на установку подготовки нефти (УПН) или на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ). Раньше вода из трапов сбрасывалась в канализационную сеть.

Газ из трапа по газопроводу поступает на прием компрессорной станции 9 и дальше подается на газоперерабатывающий (газобензиновый) завод (ГПЗ). Иногда в зависимости от давления на устье скважин применяют две ступени сепарации и предусматривают две газосборные линии (низкого и высокого давлений).

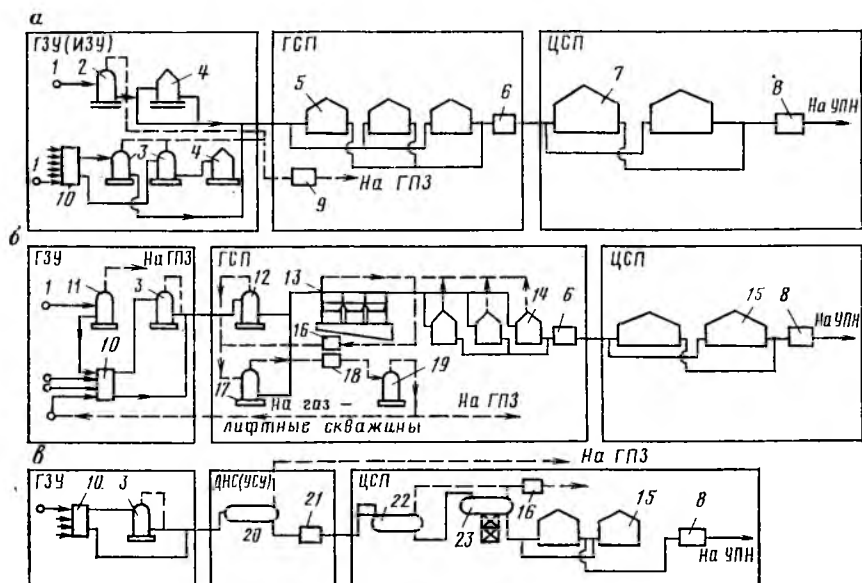


Рис. 11.1. Системы нефтегазосбора бакинская (а), Бароняна — Везирова (б) и Гипровостокнефти (в):

1 — скважина; 2 — трап; 3 — групповая замерная установка; 4 — мерник; 5 — сборные резервуары группового сборного пункта; 6, 8 — насос; 7 — сырьевые резервуары промыслового парка; 9, 18 — компрессор; 10 — распределительная батарея задвижек; 11 — сепаратор высокого давления; 12 — нефтегазовый сепаратор; 13 — отстойник; 14 — сборные резервуары для нефти; 15 — сырьевые резервуары; 16 — вакуум-компрессор; 17 — газоосушитель; 19 — маслоотделитель; 20 — сепаратор I ступени; 21 — центробежный насос; 22 — сепаратор II ступени; 23 — сепаратор III ступени (пунктиром показаны газовые линии)

Нефть и воду замеряют путем переключения через распределительную батарею 10 в замерном трапе или мернике 4, а газ — с помощью диафрагменного прибора.

Потери нефти вследствие испарения из негерметизированных мерников и резервуаров достигают 3 % от общей добычи. С 50-х годов начали внедрять однотрубные герметизированные системы нефтегазосбора.

Система сбора Бароняна—Везирова

Предложена бакинскими инженерами Ф. Г. Бароняном и С. А. Везириным в 1946 г. Эта система (рис. 11.1, б) предусматривает однотрубный высоконапорный сбор всей продукции скважин под действием устьевое давления 0,4—0,5 МПа через ГЗУ до группового (участкового) сборного пункта, расположенного на расстоянии 3—8 км.

На ГСП производят сепарацию газа в две ступени: отделяют газ в сепараторе 12 при давлении 0,4—0,5 МПа и отбирают вакуумным компрессором 16 при давлении 0,1 МПа из отстойников 13 и сборных резервуаров 14. Газ через газоосушитель 17 подают на компрессорную станцию 18 и дальше через маслоотделитель 19 на газлифтные скважины или ГПЗ.

Продукция фонтанных скважин проходит также дополнительную сепарацию в сепараторах 11 высокого давления (0,4—0,6 МПа), расположенных у скважин или на ГЗУ. Отделившийся газ направляют в сборный газопровод и дальше на ГПЗ или для газлифтной эксплуатации.

Дегазированная обводненная нефть из сепаратора 12 поступает в отстойники 13, где отделяются вода и песок, которые сбрасываются в систему очистки сточных вод. Частично обезвоженную нефть из сборных резервуаров 14 насосами 6 подают в сырьевые резервуары 15 ЦСП и на УПН.

Система нефтегазосбора Бароняна — Везирова не ликвидирует потери нефти от испарения только в сырьевых резервуарах 15. Она широко распространена на месторождениях юга страны, а также в Туркмении.

Высоконапорная система сбора Гипровостокнефти

Эта система (рис. 11.1, в) с 1960 г. начала внедряться на месторождениях Куйбышевской области. Она предусматривает перекачку газонасыщенной нефти от месторождений всего нефтепромыслового района на ЦСП, на котором сосредоточены все мощности по подготовке нефти и переработке газа.

Продукция скважин под действием устьевого давления поступает через ГЗУ, обслуживающую 6—12 скважин, или на участковую дожимную насосную станцию (ДНС), или на участковую сепарационную установку (УСУ). ДНС сооружают на промыслах или участках промыслов, удаленных на значительные расстояния от ЦСП (обычно более 10 км), УСУ — для нефтесбора с участков, расположенных вблизи ЦСП.

На ДНС (или УСУ) осуществляют первую ступень сепарации при давлении 0,6—0,7 МПа, которое обеспечивает бескомпрессорное транспортирование газа до ГПЗ, расположенного на площадке ЦСП, и перекачку газонасыщенной нефти центробежными насосами 21 на ЦСП на расстояние до 100 км и более.

На ЦСП осуществляют вторую и, если требуется, третью ступени сепарации, подготовку нефти и очистку воды.

При этой системе достигается высокая степень централизации технологических объектов, их количество на месторождении сводится к минимуму, отсутствуют отстойники и компрессорные

станции, практически полностью утилизируется нефтяной газ. Такие системы с некоторыми видоизменениями использованы при обустройстве месторождений Западной Сибири.

Системы сбора на месторождениях Западной Сибири

Применяют несколько разновидностей напорных систем нефтегазосбора, специфика которых в основном связана с кустовым размещением скважин, наклонно и направленно пробуренных на продуктивный пласт (рис. 11.2). В этих системах нашли применение комплексные сборные пункты (КСП), на которых происходит частичная подготовка нефти и ее откачка на ЦСП, называемый еще центральным пунктом подготовки нефти (ЦППН).

Сепарация газа осуществляется в две-три ступени. Сепарация I ступени происходит при давлении 0,4—0,8 МПа перед ДНС или КСП, а газ поступает на ГПЗ, удаленный на расстоянии 100 км и более. В обводненную продукцию на КСП вводят деэмульгатор. В зависимости от того, какие технологические процессы ведут на КСП, выделяют три варианта систем.

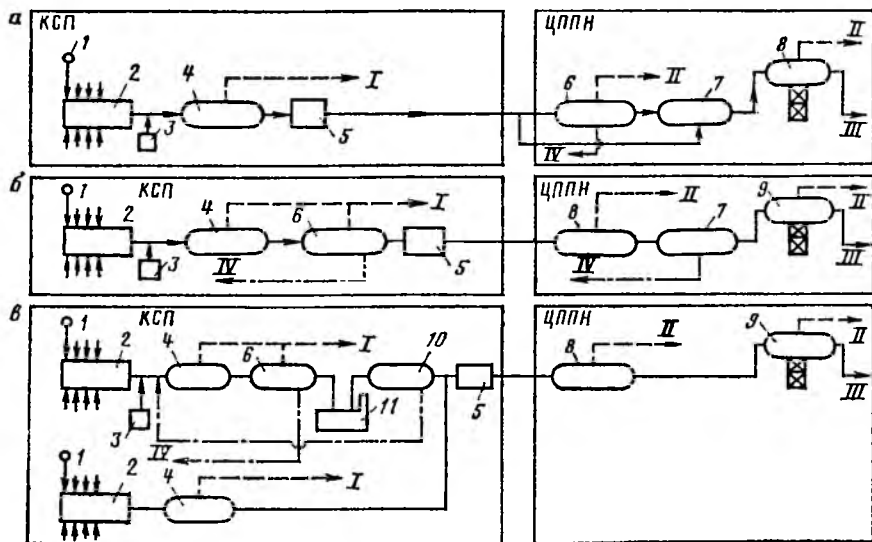


Рис. 11.2. Системы нефтегазосбора на месторождениях Западной Сибири: 1 — скважина; 2 — групповая замерная установка; 3 — блок дозирования деэмульгатора; 4 — сепаратор I ступени; 5 — дожимная насосная станция; 6 — установка предварительного сброса воды и отбора газа; 7 — сепаратор-подогреватель (деэмульсатор); 8 — сепаратор II ступени; 9 — сепаратор III ступени; 10 — отстойник (электродегидратор); 11 — блок нагрева; I — газ на ГПЗ; II — газ потребителю; III — товарная нефть; IV — вода на КНС

По варианту (см. рис. 11.2, а) всю обводненную нефть подготавливают на ЦППН, где осуществляют сепарацию и обезвоживание.

По варианту (см. рис. 11.2, б) (Западно-Сургутское месторождение) на КСП проводят частичное обезвоживание нефти.

По варианту (см. рис. 11.2, в) (Самотлорское месторождение) на КСП подготавливают нефть в газонасыщенном состоянии без применения насосов, причем ведется раздельная подготовка безводной и обводненной нефти. На КСП имеются также установки предварительного сброса воды и отбора газа 6, нагреватели 11 и отстойники (электродегидраторы) 10 для глубокого обезвоживания нефти. Горячую воду из отстойников 10 подают в трубопровод перед I ступенью сепарации. На ЦППН проводят сепарацию II и III ступеней.

Другие системы нефтегазосбора

Институт Татнефтепроект разработал вариант напорной системы, при которой на дожимной насосно-компрессорной станции (ДНКС), совмещенной с ГЗУ, давление газонефтяной смеси повышают до 1,6—2 МПа и перекачивают на УСУ. Однако система не нашла широкого применения из-за отсутствия экономически выгодных и надежных в работе газожидкостных нагнетателей (винтовых насосов, насосов-компрессоров).

Институт Башнефтепроект разработал вариант герметизированной самотечной системы с использованием эжекторных установок, которые устанавливают на ГЗУ. Газ I ступени сепарации эжектирует газ II ступени и при давлении 0,2—0,5 МПа транспортируется по газопроводу на ГПЗ. Нефть по нефтетрубопроводу самотеком поступает на сборный пункт. Большая металлоемкость и отсутствие централизации объектов ограничили применение этой системы.

Грозненским нефтяным институтом в 60-х годах разработана высоконапорная система нефтегазосбора при давлениях до 6—7 МПа за счет использования пластовой энергии. На месторождении сооружаются только ГЗУ. Продукция скважин направляется в сборный коллектор и транспортируется за счет пластовой энергии на централизованную сепарационную установку (ЦСУ), которая размещается на территории УПН и ГПЗ и удалена от ГЗУ на расстояниях, измеряемых десятками километров.

Предложена также бесколлекторная (лучевая) система, в основе которой лежит совместный транспорт нефти и газа от каждой скважины до крупных, обслуживающих до ста скважин, сборных пунктов. На сборном пункте осуществляется подготовка нефти или же только I ступень сепарации, а газонасыщенная нефть перекачивается насосами на ЦСП всего месторождения.

Анализ применения герметизированных систем сбора, выполненный ВНИИСПТнефтью, позволил выделить девять обобщающих вариантов. Из них наибольшее применение нашли три системы, включающие: а) только ГЗУ (удельный вес применения 23,1 %); б) ГЗУ и ДНС с отбором газа только на ДНС (33 %); в) ГЗУ и ДНС с отбором на ГЗУ и ДНС (24,7 %). Удельный вес применения остальных вариантов колеблется от 0,5 до 7,6 %.

Рассмотренные системы применительно к конкретным условиям совершенствовались, модернизировались. Тенденция их развития — максимальная централизация нефтепромысловых объектов, автоматизация и телемеханизация.

Унифицированные технологические схемы комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов

Они разработаны Гипровостокнефтью и ВНИИСПТнефтью на основании обобщения научных достижений, а также отечественного и зарубежного опыта. В основу этих схем положено совмещение процессов сбора и подготовки при максимальном концентрировании основного технологического оборудования на ЦСП. На месторождении размещаются только ГЗУ. В связи с разнообразием условий конкретных месторождений комплекс может иметь два варианта технологической схемы размещения дополнительного оборудования на месторождении:

I ступень сепарации с ДНС и с предварительным обезвоживанием нефти, причем качество воды должно удовлетворять требованиям закачки в трещиновато-пористый пласт;

II ступень сепарации с насосной откачкой без сброса воды.

Унифицированная технологическая схема показана на рис. 11.3. В схеме можно выделить пять узлов-установок замера продукции скважин (ГЗУ), подготовки газа (УПГ), нефти (УПН), воды (УПВ) и шлама или механических примесей (УПШ).

Нефть, газ и вода под давлением до 1,5—3 МПа из скважин I по выкидным трубам (шлейфам) диаметром 75—150 мм, длиной 0,8—4 км направляются в автоматизированные групповые замерные установки 2 (типа «Спутник»), где происходит отделение газа от жидкости (нефти, воды) и автоматическое поочередное (поскважинное) измерение расходов жидкости и газа.

После замерной установки нефть, газ и вода снова смешиваются и транспортируются по сборному коллектору диаметром 200—500 мм, длиной до 7—70 км под собственным давлением до УПН. Допустимые пределы однотрубного транспортирования в зависимости от рельефа местности, вязкости и расхода продукции, диаметра трубопровода и давления на его входе можно выбрать по таблице Гипровостокнефти. Для внутритрубой де-

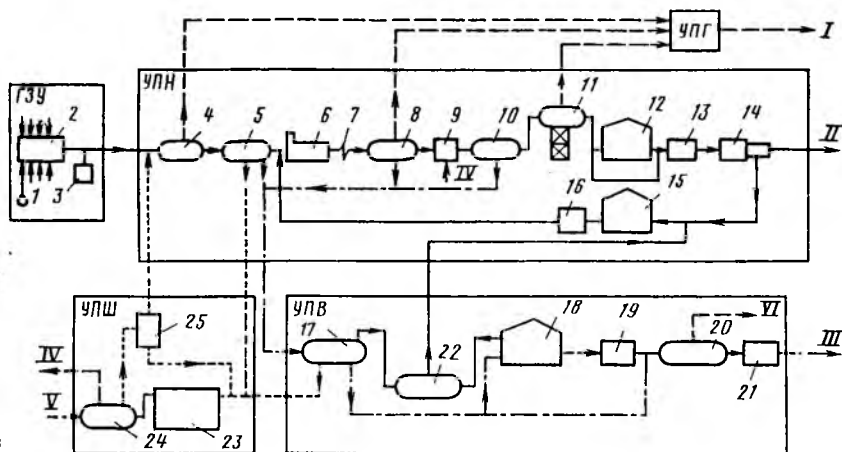


Рис. 11.3. Унифицированная технологическая схема комплекса сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающего района:

1 — скважина; 2 — автоматизированная групповая замерная установка; 3 — блок подачи деэмульгатора; 4 — сепаратор I ступени; 5 — отстойник предварительного сброса воды; 6 — печь для нагрева эмульсии; 7 — каплеобразователь; 8 — отстойник глубокого обезвоживания и II ступени сепарации; 9 — смеситель для ввода пресной воды; 10 — электродегидратор для обессоливания; 11 — сепаратор III (горячей) ступени сепарации; 12 — резервуар товарной нефти; 13, 16, 19 — насос; 14 — автомат по измерению количества и определению качества товарной нефти; 15 — резервуар некондиционной нефти; 17 — блок очистки воды; 18 — резервуар очищенной воды; 20 — блок дегазатора воды с насосом; 21 — узел замера расхода воды; 22 — блок приема и откачки уловленной нефти; 23 — емкость шламакопитель; 24 — блок приема и откачки стоков; 25 — мультигидроциклон для отделения от сточной (дождевой) воды механических примесей; I — товарный нефтяной газ; II — товарная нефть; III — очищенная вода на КНС; IV — пресная вода; V — промышленные ливневые стоки; VI — газ на свечу

эмульсации с помощью блока 3 вводится в поток деэмульгатор.

На УПН осуществляют последовательно сепарацию I ступени 4, предварительное обезвоживание 5, нагрев эмульсии 6, укрупнение капель воды 7, глубокое обезвоживание и сепарацию II ступени 8, ввод пресной воды в поток 9, обессоливание 10 и сепарацию III ступени (стабилизацию). Обезвоженная и обессоленная нефть из сепараторов 11 самотеком поступает в два попеременно работающих герметизированных резервуара 12 на кратковременное хранение. Из них нефть забирается подпорным насосом 13 и подается на автоматизированную замерную установку количества и качества товарной нефти 14 (типа «Рубин»). Если нефть отвечает кондициям, то она направляется в парк товарных резервуаров и далее в магистральный нефтепровод и на НПЗ. Если нефть окажется некондиционной по содержанию воды (более 0,5 %) и солей (более 100 мг/л), то задвижка на входе в товарный резервуар автоматически закрывается и открывается задвижка для возврата нефти снова на обезвоживание и обессоливание. Необходимая нефть минует

часть узлов УПН и поступает сразу в концевые сепараторы III ступени 11, где смешивается с обезвоженной и обессоленной нефтью.

Отделившийся газ по сборным газопроводам поступает на УПГ, весь комплекс оборудования которого называют газобензиновым заводом. Обычно УПГ монтируют для большой группы месторождений, где имеются большие запасы нефтяного газа. На промысле (месторождении) подготовка газа не осуществляется.

Отделившаяся в отстойниках и электродегидраторе вода самотеком поступает на УПВ. Там она проходит через блоки очистки 17 и дегазации 20 и через узел замера 21 подается на кустовые насосные станции (КНС) для закачки в пласт. Уловленная в блоке 22 нефть откачивается на УПН.

Шлам, который отделяется от нефти и воды на УПН и УПВ, поступает в емкость-шламонакопитель 23 УПШ. Вода из емкости 23 и сточная вода из промысла поступают в блок стоков 24, откуда откачиваются в мультигидроциклон 25 для отделения шлама. Шлам собирается в емкости 23, а вода подается на вход УПН. Газы дегазации воды поступают на свечу для сжигания.

При такой схеме сбора и подготовки потери углеводородов сведены до минимума (0,2 %).

Некоторые особенности технологических схем в конкретных условиях

Высокопарафинистые (6—25 %) и высокосмолистые нефти при сравнительно высокой температуре (20—30 °С) теряют свою подвижность. При снижении температуры вязкость существенно возрастает. Это затрудняет пуск нефтепровода после его останковки, требует применения насосов, рассчитанных на высокие давления. Для облегчения транспортирования таких высоковязких и застывающих нефтей (эмульсий) их подогревают или вводят реагенты, понижающие вязкость пристенных слоев нефти. Блочные автоматизированные печи подогрева нефти устанавливают на выкидных линиях (устьевые нагреватели типов УН и ПТТ), на сборных коллекторах (печи подогрева типа ПП и подогреватель трубопроводный типа ПТ) и на магистральных трубопроводах. Нефтяной газ сжигают в печах, которые обеспечивают нагрев до 70 °С при рабочем давлении до 1,6—16 МПа. Подогреватели типов ПП и ПТ можно использовать при деэмульсации нефти, а также для подогрева газа и воды при газлифтной эксплуатации и поддержании пластового давления.

Трубопроводы рассчитывают на максимальные расходы продукции, соответствующие второй стадии процесса разработки (см. § 1.5). В периоды других стадий они работают с большой

недогрузкой. При холмистом рельефе местности это сопровождается большими пульсациями давления и скоростей потока, образованиями «газовых мешков» в повышенных участках трубопровода, ухудшением режима работы установок сепарации, подготовки нефти и воды и др. В таком случае целесообразно вместо одного коллектора большого диаметра укладывать два трубопровода меньших диаметров, обеспечивающих его пропускную способность. По этим трубопроводам сначала раздельно собирают необводненную и обводненную нефти, а позже один из них демонтируют. Можно также осуществлять предварительный отбор газа на ГЗУ и раздельный его сбор или отбор с помощью эжекторов на перевальных точках (повышениях) нефтепровода.

Месторождения, расположенные на сильно заболоченных (Самотлорское месторождение) или шельфовых зонах, разбуривают наклонно направленными скважинами из намывных островков или площадок, которые служат для размещения ГЗУ и другого технологического оборудования. На морских месторождениях площадки и берег связывают эстакадами. При большом удалении от берега трубопроводы для подачи на берег нефти и газа прокладывают по дну, нефть доставляют также нефтеналивными судами. Воду очищают на площадках и используют для закачки в пласты с целью сокращения срока разработки месторождения, поскольку срок службы морских оснований ограничен.

В случае больших по площади месторождений строят дожимные насосные станции и т. д.

§ 11.3. СЕПАРАЦИЯ И СТАБИЛИЗАЦИЯ НЕФТИ

Процесс разгазирования нефти может начинаться уже в пласте при падении давления ниже давления насыщения. При сборе и подготовке нефти сепарацию осуществляют в различного рода сепараторах. Газонефтяные сепараторы от газовых сепараторов, предназначенных для отделения газоконденсата, воды и механических примесей от природного газа, отличаются тем, что в них обрабатывается газожидкостная смесь со сравнительно малым содержанием газа (газовым фактором).

Конструкции сепараторов

Среди сепараторов, применяемых на нефтяных промыслах, выделяют:

- по назначению — замерно-сепарирующие и сепарирующие;
- по геометрической форме и положению в пространстве — цилиндрические, сферические, вертикальные, горизонтальные, наклонные;

по характеру проявления основных сил разделения фаз — гравитационные, центробежные (гидроциклонные) и инерционные (жалюзийные);

по рабочему давлению — высокого (6,4—2,5 МПа), среднего (2,5—0,6 МПа), низкого (0,6—0,1 МПа) давления и вакуумные;

по числу обслуживаемых скважин — индивидуальные и групповые;

по количеству разделяемых фаз — двухфазные (газонефтяные) и трехфазные (газоводонефтяные).

Сепараторы существенно отличаются по своим конструктивным признакам и особенностям. Рассмотрим некоторые характерные типы.

На давно разрабатываемых месторождениях применяются вертикальные газонефтяные сепараторы или трапы (рис. 11.4). Газожидкостная смесь под давлением вводится через патрубок 1 в раздаточный коллектор 2, имеющий по всей длине щель. Из щели смесь вытекает на наклонные плоскости 6 с небольшими порогами для интенсификации выделения газа. В нижней части под действием силы тяжести собирается жидкость, а в верхней — газ.

Перегородки 10 служат для успокоения уровня жидкости при пульсирующем потоке, а датчик регулятора уровня поплавкового типа 7 с исполнительным механизмом 8 — для циклического вывода нефти из сепаратора. Через патрубок 9 периодически сбрасывают скопившиеся механические примеси. Водомерное стекло 11 предназначено для измерения количества подаваемой жидкости.

В верхней части сепаратора установлена каплеуловительная насадка 4 жалюзийного типа. Ее работа основывается на разных принципах: столкновении потока с различного рода перегородками; изменении направления и скорости потока; использовании центробежной силы; применении коалесцирующей насадки (сеток). Выделенная нефть стекает в поддон и по дренажной трубке 13 направляется в нижнюю часть сепаратора. На линии вывода газа устанавливают регулятор давления «до себя» 3, поддерживающий постоянное давление в корпусе сепаратора. В верхней части расположен предохранительный клапан 5, сбрасывающий газ при аварийном превышении давления в сепараторе выше допустимого.

В вертикальном сепараторе, как и в любом другом, можно выделить четыре секции (см. рис. 11.4): основную сепарационную (I), осадительную (II), влагонакопительную (III) и каплеуловительную (IV).

Вертикальные сепараторы позволяют достоверно определить объем жидкости (замерный трап). Их рекомендуется использовать при наличии песка в продукции скважин. Более высокое

Рис. 11.4. Схема вертикального газо-нефтяного сепаратора (трапа):

1 — ввод газонефтяной смеси; 2 — раздаточный коллектор; 3 — регулятор давления «до себя»; 4 — каплеуловительная насадка; 5 — предохранительный клапан; 6 — наклонные плоскости; 7 — датчик регулятора уровня поплавкового типа; 8 — исполнительный механизм сброса нефти; 9 — патрубков; 10 — успокоительные перегородки; 11 — водомерное стекло; 12 — отключающие краны; 13 — дренажная трубка; 14 — пузырьки газа, уносимые с нефтью из сепаратора; 15 — капельки жидкости, уносимые с газом

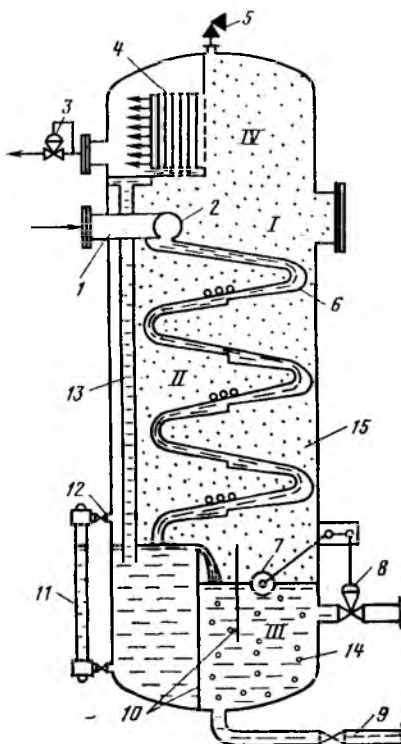
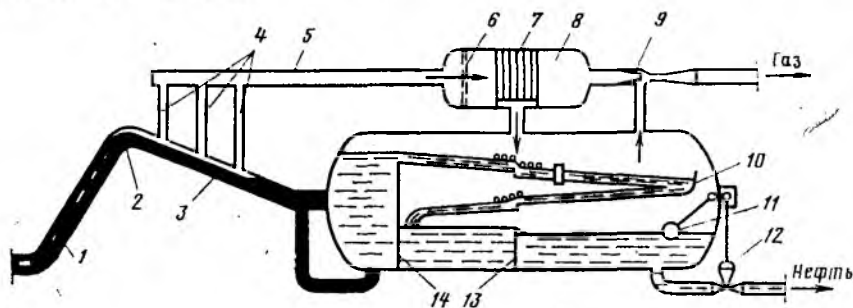


Рис. 11.5. Схема сепаратора I ступени с предварительным отбором газа:

1, 3 — наклонные трубопроводы депульсатора; 2 — горизонтальный трубопровод; 4 — газоотводные трубки; 5 — депульсатор; 6 — перфорированная перегородка; 7 — жалюзийная кассета; 8 — каплеуловитель; 9 — эжектор; 10 — наклонные плоскости; 11 — датчик регулятора уровня поплавкового типа; 12 — исполнительный механизм сброса нефти; 13 — успокоительные перегородки; 14 — перегородка



качество разделения фаз обеспечивается в горизонтальных сепараторах, которые в последнее время нашли широкое применение.

На I ступени сепарации эффективным оказался двухфазный сепаратор с предварительным отбором газа типа УБС (рис. 11.5). На входе в сепаратор (в конце сборного коллек-

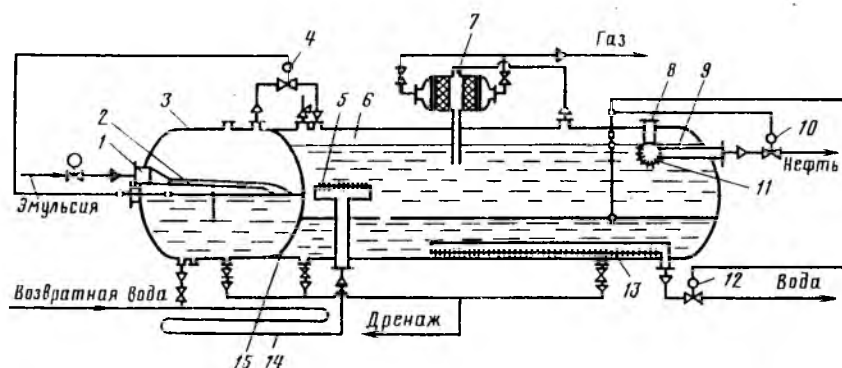


Рис. 11.6. Схема сепарационной установки с предварительным сбросом воды: 1 — сопло ввода газожидкостной смеси; 2 — нефтеразливная полка; 3 — сепарационный отсек; 4 — регулятор уровня; 5 — распределитель эмульсии; 6 — отстойный отсек; 7 — каплеотбойник; 8, 9 — патрубки вывода нефти; 10, 12 — автоматы вывода нефти и воды; 11 — сборник нефти; 13 — сборник воды; 14 — каплеобразователь; 15 — перегородка

тора) установлен депульсатор 5 и выделен каплеуловитель 8. В депульсаторе происходит расслоение структуры газожидкостной смеси, отбор газа и уменьшаются пульсации расхода и давления. Газожидкостная смесь из сборного коллектора подводится по наклонному 1 ($30\text{--}40^\circ$), горизонтальному 2 (длиной 2—3 м) и наклонному 3 ($10\text{--}15^\circ$) длиной 15—20 м трубопроводу. Из трубопровода 3 в верхней части (выше уровня жидкости в сепараторе) проводится отбор газа по газоотводным трубкам 4 в газосборный коллектор депульсатора 5, подводящий газ в выносной каплеуловитель (каплеотбойник) 8, в котором устанавливаются выравнивающая поток газа перфорированная перегородка 6 и жалюзийная кассета 7. Из каплеуловителя 8 газ направляется в эжектор 9 (не входит в комплект установки) и дальше в газопровод на ГПЗ. Капельки нефти собираются и стекают в сепаратор. В сепараторе выделяется основная часть газа, который поступает в эжектор 9. Нефть идет на УПН.

Блочные сепарационные установки типа УБС выпускаются на пропускную способность по жидкости $1500\text{--}16\,000\text{ м}^3/\text{сут}$ при газовом факторе $120\text{ м}^3/\text{т}$ и рабочем давлении 0,6 и 1,6 МПа.

Для отделения газа от нефти на I и последующих ступенях сепарации, включая горячую (при высокой температуре) сепарацию на последней ступени под вакуумом, в настоящее время выпускается нормальный ряд нефтегазовых (двухфазных) сепараторов типа НГС на пропускную способность по нефти $2000\text{--}30\,000\text{ т/сут}$ и по газу $150\text{--}4400\text{ тыс м}^3/\text{сут}$. В отличие от установок типа УБС у них отсутствует депульсатор, а два

сетчатых каплеотбойника из вязаной проволоки установлены в емкости сепаратора.

Для отделения нефти от воды и газа применяют трехфазные сепараторы или установки с предварительным сбросом воды (УПС) (рис. 11.6). Их особенность использование в одной емкости двух отсеков: сепарационного 3 и отстойного 6, которые разделены глухой сферической перегородкой 15 и сообщаются между собой через каплеобразователь 14.

Продукция скважин поступает в сепарационный отсек по соплу 1 и нефтеразливной полке 2, которая обеспечивает более полную сепарацию и предотвращает пенообразование. Отделившийся нефтяной газ через регулятор уровня 4 отводится в отстойный отсек 6, откуда через каплеотбойник 7 и регулятор давления поступает в газосборный коллектор. Уловленная в каплеотбойнике 7 жидкость самотеком поступает в отстойный отсек.

Водонефтяная эмульсия из сепарационного отсека 3 в отстойный отсек 6 поступает через каплеобразователь 14 под давлением газа. Допустимый перепад давления между отсеками не более 0,2 МПа (в зависимости от длины каплеобразователя). Для улучшения разделения фаз в каплеобразователь вводится также возвратная вода из УПН, которая содержит ПАВ.

Линейный горизонтально расположенный каплеобразователь изготавливают из трех секций труб, диаметры которых увеличиваются в направлении движения потока. За счет этого последовательно происходит укрупнение капель в результате развития турбулентности потока, коалесценции капель при снижении турбулентности и расслоения потока под действием гравитационных сил. Общая длина труб достигает 500 м в зависимости от требуемого времени контакта эмульсии и возвратной воды. При работе без каплеобразователя возвратную воду вводят за 200—300 м до входа в сепаратор.

В отстойном отсеке имеются дырчатые распределитель эмульсии 5, сборники нефти 11 и воды 13, предназначенные соответственно для равномерного распределения эмульсии по всему сечению отстойника, сбора нефти и воды.

Предварительно обезвоженная нефть и вода автоматически сбрасываются из сепаратора с помощью регуляторов 10 и 12. Два патрубка 8 и 9 для вывода нефти позволяют осуществлять работу установки в режимах полного и неполного заполнения емкости.

Установки типа УПС выпускают на пропускную способность по жидкости 3000—10 000 т/сут при газовом факторе до 120 м³/т и рабочем давлении до 1,6 МПа. Их можно использовать либо в качестве сепараторов I ступени, при этом должен осуществляться предварительный отбор газа в депульсаторе, либо после сепаратора I ступени. Установка типа УПС с высокой пропускной способностью разделена на девять отсеков, что позволяет

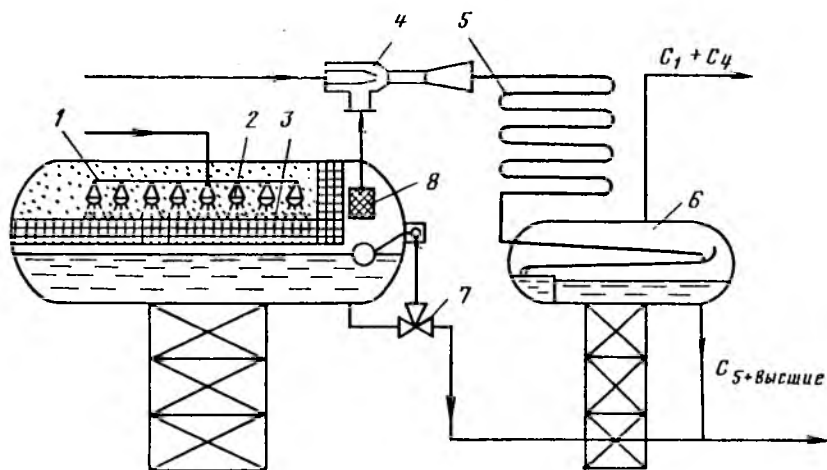


Рис. 11.7. Схема конечного сепаратора:

1 — раздаточный коллектор; 2 — форсуночный разбрызгиватель; 3 — каплеуловительная сетка; 4 — эжектор; 5 — холодильник; 6 — сепаратор; 7 — автомат вывода дегазированной нефти; 8 — каплеуловитель

использовать ее также в качестве делителя потока (на четыре потока) для обеспечения равномерной загрузки последующих технологических установок.

Конечная ступень сепарации должна обеспечить давление насыщенных паров в пункте сдачи нефти не более 0,066 МПа. Отбор из нефти наиболее летучих углеводородов (пропан, бутан) и получение стабильной нефти, практически неспособной испаряться в атмосферу, называют *стабилизацией нефти*. Кроме сепарации для получения стабильной нефти предлагалось использовать также ректификацию (испарение и конденсацию в колоннах), которая, однако, не нашла применения на промыслах. Отбор наиболее летучих углеводородов и обеспечение требуемого давления насыщенных паров осуществляют *горячей сепарацией* и созданием вакуума на конечной (горячей) ступени сепарации.

Один из конечных сепараторов показан на рис. 11.7. Нефть из УПН, как правило, поступает с высокой температурой (40—60 °С). С помощью форсуночных разбрызгивателей 2 она диспергируется в газовом объеме сепаратора, в котором посредством эжектора 4 создан вакуум. Мелкодисперсные капельки нефти, имея большую поверхность контакта с газом, дополнительно дегазируются, осаждаются на каплеуловительную сетку (жалюзи) 3 и стекают из нее в виде струек или крупных капель. Дегазированная нефть самотеком отводится в товарные резервуары. Высоко- и низконапорный газ эжектора 4 посту-

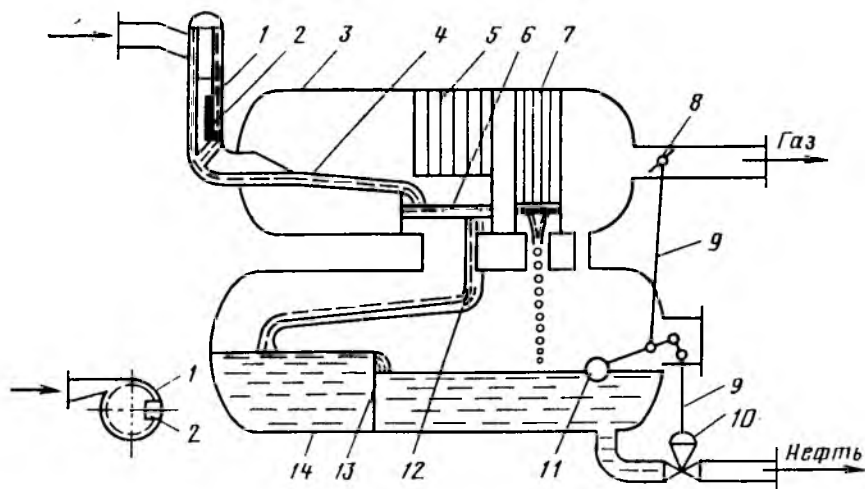


Рис. 11.8. Схема циклонного двухъярусного сепаратора:

1 — гидроциклонная головка; 2 — направляющий козырек; 3 — верхняя емкость; 4, 12 — сливные полки; 5 — уголкового каплеуловителя; 6 — разбрызгиватель; 7 — жалюзийная кассета; 8 — заслонка; 9 — тяги; 10 — исполнительный механизм; 11 — датчик уровня поплавкового типа; 13 — успокоитель уровня жидкости; 14 — нижняя емкость

пает в холодильник 5 и сепаратор 6, где происходит отделение легких ($C_1—C_4$) и тяжелых (C_5 и выше) фракций. Таким образом, пентановые и гексановые (бензиновые) фракции, являющиеся при нормальных условиях (0,101 МПа; 0 °С) жидкостями, выделяются из газа и переходят в товарную нефть, а легкие углеводороды ($C_1—C_4$), являющиеся при нормальных условиях газами, составляют товарный газ.

На замерных установках «Спутник» применяют центробежные (гидроциклонные) сепараторы (рис. 11.8). Разделение нефти и газа происходит в гидроциклонной головке 1, затем на сливных полках 4 и 12 верхней 3 и нижней 14 емкостей, а интенсифицируется процесс с помощью уголкового разбрызгивателя 6. Газонефтяная смесь в гидроциклонную головку поступает тангенциально. За счет возникающей центробежной силы нефть отбрасывается на стенку головки, а газ, как более легкий, сосредоточивается в центральной ее части. Нефть и газ из головки за счет козырька 2 поступают раздельно. Выделившийся газ освобождается от капелек нефти в уголкового каплеуловителе 5 и в жалюзийной кассете 7.

Из сепарационных установок с насосной откачкой типа БН комплектуют ДНС с подачей 500, 1000 и 2000 м³/сут при газовом факторе 120 м³/м³. Установка типа БН включает гидроциклон, центробежные насосы и горизонтальную технологическую емкость, которая выполняет функции дополнительного

сепаратора, буфера перед насосами и отстойника. Она предназначена для осуществления I степени сепарации, дальнейшего транспортирования нефти центробежными насосами при давлении 0,9—3,1 МПа и газа под давлением сепарации (0,5 МПа).

Аналогичны дожимные насосные станции типа ДНС с подачей 7000—20 000 м³/сут при давлении нагнетания жидкости 19—28 МПа.

Эффективность работы сепаратора характеризуют коэффициентом уноса капельной жидкости потоком газа (см³/1000 м³)

$$K_{ж} = q_{ж}/Q_{г} \quad (11.1)$$

и коэффициентом уноса свободного газа потоком жидкости (10³ см³/м³)

$$K_{г} = q_{г}/Q_{ж}, \quad (11.2)$$

а техническое совершенство — предельной средней скоростью газа в свободном сечении сепаратора $v_{г\max}$ и временем задержки жидкости в сепараторе t_3 , где $Q_{ж}$, $Q_{г}$ — объемный расход жидкости и газа на выходе сепаратора; $q_{ж}$, $q_{г}$ — объемный расход капельной жидкости и свободного газа, уносимых потоком (расходы принимают при давлении и температуре в сепараторе). Показатели эффективности зависят от конструкции сепараторов, свойств жидкости и газа, температуры и давления сепарации, способности жидкости к вспениванию и др. В качестве допустимых норм рекомендуется принимать: $K_{ж} \leq 50$ см³/1000 м³; $K_{г} \leq 20 \cdot 10^{-3}$ см³/м³; $v_{г\max} \approx 0,1—9,25$ м/с (меньшие значения для гравитационных сепараторов, большие — для сепараторов с каплеуловителями), $t_3 = 1—5$ мин для не вспенивающихся и $t_3 = 5—20$ мин для вспенивающихся нефтей. Если сепаратор обеспечивает получение допустимых норм по $K_{ж}$ и $K_{г}$ при меньших t_3 и больших $v_{г\max}$, то он технически более совершен и экономичен по сравнению с однотипным в одинаковых производственных условиях.

Расчет сепарации

Расчет процесса сепарации — это расчет фазового равновесия углеводородных систем, который изучается в курсе физики пласта и описан в научной литературе. Составы жидкой и газовой фаз, их относительные количества и состав двухфазной n -компонентной системы связаны уравнениями фазовых содержаний компонентов смеси:

$$x_i = \frac{z_i}{L + K_i(1 - L)} = \frac{z_i}{1 + V(K_i - 1)}; \quad (11.3)$$

$$y_i = \frac{z_i K_i}{L + K_i(1 - L)} = \frac{z_i K_i}{1 + V(K_i - 1)}; \quad (11.4)$$

$$\sum_{i=1}^n x_i = \sum_{i=1}^n \frac{z_i}{L + K_i(1-L)} = 1; \quad (11.5)$$

$$\sum_{i=1}^n y_i = \sum_{i=1}^n \frac{z_i K_i}{L + K_i(1-L)} = 1; \quad (11.6)$$

$$\sum_{i=1}^n y_i - \sum_{i=1}^n x_i = \sum_{i=1}^n \frac{z_i(K_i - 1)}{L + K_i(1-L)} = 0. \quad (11.7)$$

Здесь x_i , y_i , z_i — молярная доля i -го компонента соответственно в жидкой фазе, в газовой фазе и в двухфазной системе; L , V — молярные доли жидкой и газовой фаз в двухфазной системе; K_i — константа фазового равновесия i -го компонента; n — число компонентов, причем

$$L + V = 1; \quad z_i = x_i L + y_i V; \quad K_i = y_i / x_i. \quad (11.8)$$

При расчете сепарации определяют относительные количества и составы фаз, на которые разделяется система при заданных давлении, температуре и общем составе. Для решения нужно знать константы равновесия, которые зависят от давления, температуры и давления схождения (давление, при котором константы равновесия всех компонентов равны единице). А давление схождения определяют по составу равновесной жидкой фазы, который сам подлежит определению. Поэтому расчеты ведут итерационным методом. Вначале задают первое приближение давления схождения, которое для нефтегазовых систем должно быть не меньше 35 МПа. Затем с помощью графиков или по уравнениям находят константы равновесия. Далее по известному составу смеси z_i и константам K_i из любого эквивалентного уравнения (11.5), (11.6) или (11.7) вычисляют молярную долю жидкой (либо газовой) фаз в смеси L (либо V). Тогда по уравнениям (11.3) и (11.4) находят составы фаз x_i и y_i . Отметим, что константы равновесия в нефтегазовых системах при давлениях, меньших 5 МПа, практически не зависят от давления схождения. В таком случае их выбирают по графикам (таблицам), а расчет упрощают.

Анализ процесса сепарации показывает, что многоступенчатая сепарация (с отводом газа) дает увеличение выхода нефти на 2—5 % и более по сравнению с однократным разгазированием. Это объясняется тем, что при однократном (контактном) разгазировании происходит резкое снижение давления, в результате чего нефть «кипит», при этом бурно выделяются легкие углеводороды, увлекая за собой большое количество тяжелых углеводородов, которые при нормальных условиях являются

жидкостями. А при многократном (дифференциальном) разгазировании углеводороды выделяются в какой-то степени последовательно, причем на каждой ступени они отводятся из системы.

Данные уравнения используют для оптимизации многоступенчатой сепарации при сопоставлении прибыли от увеличения выхода нефти и капитальных вложений. Г. С. Лутошкин рекомендует ограничиться трехступенчатой сепарацией при давлениях: на I ступени — 0,6 МПа, на II ступени — 0,15—0,25 МПа и на III ступени — 0,02 МПа, а иногда даже вакуум.

Расчеты разгазирования нефти при небольших давлениях сепарации (0,4—0,9 МПа) можно с достаточной для практики точностью выполнить по закону Дальтона — Рауля. Количество газа, выделившееся при сепарации, можно рассчитать по коэффициенту растворимости газа в нефти с использованием лабораторных данных разгазирования или закона Генри.

Расчеты сепараторов

Сепаратор подвергают гидравлическому и механическому (на прочность) расчетам. Гидравлический расчет сводится к расчету на пропускную способность по газу и по жидкости или к выбору (размеров) диаметра сепаратора в зависимости от расхода газа.

Расчет по газу применительно к вертикальному гравитационному сепаратору выполняют из условия, чтобы скорость v_{Γ} движения газового потока в сепараторе была меньше допустимой скорости $v_{\Gamma, \text{доп}}$, при которой происходит гравитационное осаждение жидких и твердых частиц во встречном потоке газа, т. е.

$$v_{\Gamma} < v_{\Gamma, \text{доп}}. \quad (11.9)$$

Скорость $v_{\Gamma, \text{доп}}$ (в м/с) устанавливают либо из условия равенства сил, действующих на частицу, и силы сопротивления среды, возникающей при осаждении частицы (формулы Стокса, Аллена, Ньютона — Риттингера и др.), иногда уменьшая ее на 15—20 %, либо, исходя из практики эксплуатации сепараторов, по формуле

$$v_{\Gamma, \text{доп}} = 0,245/\sqrt{p}, \quad (11.10)$$

где p — давление в сепараторе, МПа.

Выражая скорость v_{Γ} через расход газа и площадь поперечного сечения (диаметр) сепаратора и используя формулу (11.9), определяют пропускную способность (расход газа) при заданном диаметре или наоборот.

При расчете горизонтального гравитационного сепаратора в неравенстве (11.9) $v_{г. доп}$ умножают на отношение длины сепаратора к его диаметру.

Гидравлический расчет гравитационного сепаратора по жидкости выполняют из условия, чтобы скорость подъема уровня жидкости $v_{ж}$ в нем была меньше скорости всплывания $\omega_{г}$ газовых пузырьков, т. е.

$$v_{ж} < \omega_{г}. \quad (11.11)$$

Выражая скорость $v_{ж}$ через расход жидкости и площадь зеркала жидкости в сепараторе и скорость $\omega_{г}$ по формуле Стокса, определяют пропускную способность (расход) по жидкости при заданных размерах сепаратора. Отметим, что для горизонтального сепаратора площадь зеркала жидкости является функцией уровня жидкости в сепараторе.

§ 11.4. ДЕЭМУЛЬСАЦИЯ И ОБЕССОЛИВАНИЕ НЕФТИ, ПОДГОТОВКА СТОЧНОЙ ВОДЫ

Добыча нефти сопровождается отбором пластовой воды, что приводит в процессе движения и перемешивания фаз к образованию нефтяных эмульсий. Способность эмульсии в течение определенного времени не разрушаться и не разделяться на фазы называют устойчивостью или *стабильностью*. Она уменьшается с повышением температуры, снижением дисперсности системы (степени раздробленности дисперсной фазы), уменьшением содержания в системе стабилизирующих веществ (эмульгаторов), образующих на поверхности раздела фаз адсорбционные защитные оболочки, и др. Стабилизирующие вещества, содержащиеся в нефти (асфальтены, нафтены, смолы, парафин) и в пластовой воде (соли, кислоты), называют *естественными эмульгаторами* или естественными поверхностно-активными веществами (ПАВ). Адсорбция эмульгаторов на водонефтяном разделе и утолщение межфазного бронированного слоя протекают во времени, поэтому эмульсия обратного типа В/Н (вода в нефти) со временем становится более устойчивой, т. е. происходит ее «старение». Отсюда следует, что свежие эмульсии разрушаются значительно легче и быстрее. В течение суток «старение» практически затухает.

Для разрушения нефтяных эмульсий путем вытеснения естественных эмульгаторов с поверхностного слоя капель воды широко применяют различные *деэмульгаторы* — поверхностно-активные вещества, обладающие большей активностью, чем эмульгаторы. Эффективными деэмульгаторами, применяемыми в настоящее время для разрушения эмульсий типа В/Н, являются неионогенные (не образующие ионов в водных растворах) маслорастворимые (сепарол 508Ч, дисолван 4490, прохинор GR,

Вискок-3) и водорастворимые (сепарол 29, R-11, X-2647, L-1632, Доуфакс, серво и др.) ПАВ. Большинство из них обладает токсичностью. На 1 т нефти подают 20—60 г деэмульгатора. Деэмульгатор образует гидрофильный адсорбционный слой, в результате чего капельки воды при столкновении коалесцируют (сливаются) в более крупные капли, которые уже легко оседают в нефти.

Известно много различных методов разрушения нефтяных эмульсий типа В/Н: внутритрубная (путевая) деэмульсация; гравитационный отстой; термохимическая подготовка нефти; электродегидрирование; центрифугирование, фильтрация через твердые пористые тела (слой песка) и др. Рассмотрим основные применяемые методы.

Внутритрубная деэмульсация широко применяется в сочетании с другими методами подготовки нефти. Она предусматривает ввод деэмульгатора дозировочным насосом в поток водонефтяной смеси (через затрубное пространство, на устье скважины или на ГЗУ). Исследованиями установлено, что внутритрубная деэмульсация тем эффективнее, чем больше эффективность ПАВ, длительность перемешивания, количество воды и температура эмульсии. Для каждой эмульсии существует оптимальное время и интенсивность перемешивания, в связи с чем предложено использовать трубопроводы-каплеобразователи. Внутритрубная деэмульсация позволяет организовать предварительный сброс воды (на ГЗУ, ДНС или КСП), который целесообразен при содержании воды в продукции скважин более 30 %. Отбор крупных капель осуществляют в отстойниках.

Гравитационный отстой происходит за счет разности плотностей пластовой воды (1010—1200 кг/м³) и нефти (790—950 кг/м³) в герметизированных отстойниках (емкостях) и сырьевых резервуарах. После внутритрубной деэмульсации расслоение эмульсии в резервуарах без подогрева происходит в течение 2—3 ч. Содержание остаточной воды в нефти при холодном отстое составляет более 1—2 %. Эмульсия должна подаваться в резервуары равномерно по всей площади через распределительное устройство (лучи-отводы с отверстиями), которое находится под уровнем пластовой воды, что увеличивает поверхность эмульсии, контактирующей с водяной подушкой, и интенсифицирует процесс расслоения эмульсии. Время полного отделения нефти от воды определяют как отношение высоты слоя дисперсионной среды к скорости перемещения (всплывания, осаждения) капель дисперсной фазы.

В сочетании с этими методами широкое применение нашла *термохимическая подготовка нефти*, основанная на использовании ПАВ и теплоты. До 50 % затрат на подготовку нефти связаны с необходимостью нагрева. Для этого выпускались блочные термохимические установки в виде вертикальной (типа

УДО) или горизонтальной (типа СП) цилиндрической емкости, в которых совмещены нагрев ($10\text{--}60^\circ\text{C}$) эмульсии с помощью газовой шапки, сепарация газа, а также отстой нефти и воды с раздельным их сбросом. Такие установки называли еще сепараторами-подогревателями или сепараторами-деэмульсаторами. В настоящее время эмульсию нагревают с помощью нагревателя (или печи), пропускают через каплеобразователь и отводят в отстойник глубокого обезвоживания (см. рис. 11.3).

Нефтяные нагреватели и печи выпускают двух модификаций: нагреватели с жаровыми трубами, аналогичные совмещенным аппаратам только без отстойного отсека (типа НН-2,5 и НН-6,3);

печи трубчатые блочные (типа ПТБ-10 и БН-2М).

В нефтяных нагревателях типа НН, представляющих собой горизонтальную цилиндрическую емкость, эмульсия проходит снизу вверх через слой водяной подушки, которая омывает жаровые трубы. В блочном нагревателе типа БН и в печи трубчатой блочной типа ПТБ эмульсия движется в трубе и нагревается омывающими трубу продуктами сгорания.

Для отстоя нагретых эмульсий наибольшее распространение получили горизонтальные отстойники объемом 200 м^3 . Отстойник типа ОГ-200С имеет два отсека: сепарационный и отстойный. Дегазированная эмульсия из сепарационного отсека по двум коллекторам через перфорированные распределители поступает в отстойный отсек под уровень пластовой воды. Обезвоженная нефть всплывает и через перфорированный сборник выводится из аппарата. Отделившаяся пластовая вода с помощью поплавкового регулятора межфазного уровня сбрасывается в систему подготовки сточных вод. Принцип работы основан на гравитационном отстое и на эффекте промывки эмульсии как в слое дренажной воды, так и в промежуточном слое высококонцентрированной эмульсии, выполняющем роль своеобразного коалесцирующего фильтра.

Существующие методы обезвоживания нефти на промыслах не позволяют получить товарную нефть с остаточной обводненностью ниже $0,2\%$. При такой глубине обезвоживания остаточное содержание хлористых солей в зависимости от минерализации пластовых вод может колебаться от 20 до 1000 мг/л . Регламентируемое содержание солей для трех групп товарной нефти не должно превышать 100, 300 и 1800 мг/л (см. табл. 1.2). Поэтому при подготовке сырых нефтей с высокой минерализацией пластовых вод (плотностью $1170\text{--}1200\text{ кг/м}^3$) после ступени глубокого обезвоживания предусматривается дополнительный процесс — *обессоливание нефти*. Сущность его заключается в промывке обезвоженной нефти пресной водой и последующем разделении фаз. Расход промывочной воды может колебаться от 3—5 до $10\text{--}15\%$. Процесс обессоливания и расход пресной



Рис. 11.9. Схема горизонтального электродегидрататора ЭГ-200-10:

1, 2 — электроды; 3 — изоляторы; 4 — выход обезвоженной и обессоленной нефти со сборником; 5 — нефть; 6 — эмульгированная нефть; 7 — вода; 8 — сброс воды; 9 — ввод эмульсии в аппараты с распределительным коллектором

воды зависят от принятой технологии смещения. Использование диафрагм, штуцеров, клапанов не всегда дает должный эффект. Перспективным направлением является использование распыленного ввода пресной воды, например, с помощью регулируемого гидродинамического диспергатора, разработанного УкргипроНИИнефтью. Последующее разделение фаз осуществляется в *электродегидраторе*, который называют еще электрообессоливающей установкой (ЭЛОУ). Наиболее эффективен и экономичен горизонтальный электродегидрататор ЭГ-200-10 (рис. 11.9), который представляет собой стальную цилиндрическую емкость вместимостью 200 м³, рассчитанную на рабочее давление 1 МПа. Пропускная способность составляет 500 м³/ч. Как и отстойник, он оснащен распределителем эмульсии 9, сборниками нефти 4 и воды 8, выполненными из перфорированных труб. Дополнительно электродегидрататор оснащен двумя электродами — верхним 2 и нижним 1, которые подвешены на изоляторах 3 горизонтально друг над другом и имеют форму прямоугольных рам, занимающих все продольное сечение электродегидрататора. На электроды подается переменный ток с максимальным напряжением 44 кВ. Эмульсия подается через распределительный коллектор 9, обеспечивающий равномерное поступление ее по всему горизонтальному сечению аппарата. Она медленно движется снизу вверх через три зоны: слой отстаившейся воды 7, уровень которой поддерживается автоматически на 20—30 см выше коллектора 9; зону слабой напряженности электрического поля между уровнем воды и нижним электродом 1; зону сильной напряженности между нижним 1 и верхним 2 электродами.

Принцип разрушения эмульсии состоит в столкновении капель воды под действием сил притяжения и их коалесценции. Диспергированные капли в результате индукции электрического поля поляризуются и вытягиваются вдоль силовых линий с образованием в вершинах капель воды электрических зарядов, противоположных зарядам на электродах.

Под действием основного и дополнительного электрических полей происходит упорядоченное движение и столкновение капель воды. В поле переменного тока капли находятся в состоянии колебания, с постоянным изменением формы и непрерывно деформируются, что способствует разрушению адсорбционных оболочек на них и слиянию этих капель.

На поздней стадии разработки месторождения, когда нефть, содержащая повышенное количество нафтеновых кислот, сильно обводнена (более 70 % маломинерализованной воды), образуются неустойчивые эмульсии прямого типа (Н/В). Такие эмульсии образуются в процессе разрушения обратных эмульсий, т.е. при деэмульсации нефти. Они сравнительно легко разрушаются при вводе в них ПАВ, незначительном нагреве или сочетании этих методов. Основной метод разрушения таких эмульсий — гравитационный отстой. Для более эффективного разделения дегазированную эмульсию направляют в резервуар-отстойник с гидрофильным жидкостным фильтром (слой пластовой воды). Частично выделившуюся обводненную нефть, которая представляет собой уже эмульсию обратного типа (В/Н), подают на рассмотренную выше дальнейшую обработку.

Вода, отделенная от нефти на разных ступенях ее подготовки, содержит диспергированную нефть в количестве (более 1000 мг/л), превышающем допустимую норму при закачке воды в пласт (см. §3.2).

Известны две системы очистки сточных вод. На давно разрабатываемых месторождениях встречается открытая система, когда отделение нефти и механических примесей происходит за счет разности плотностей в открытых емкостях — песколовке, нефтеловушке. В настоящее время применяются установки закрытого типа (герметизированные), в которых воду подают в резервуар-отстойник с гидрофобным жидкостным фильтром. В нем вода с капельками нефти «фильтруется» через нефтяную «подушку», в результате чего капельки нефти переходят в состав этого фильтра.

На границе раздела фаз в аппаратах подготовки нефти и воды накапливаются очень стойкие «множественные» (амбарные, ловушечные или «промежуточного» слоя) эмульсии, которые служат причиной срыва технологического процесса. Высокая устойчивость таких эмульсий к расслоению связана с повышенным содержанием тонкодисперсных частиц различных механических примесей (глины, песка, продуктов коррозии, каль-

цита, гипса и т. п.). Обычно критическое содержание механических примесей, при которых возникают проблемы обработки эмульсионных нефтей, не превышает 2—3 %. Твердые частицы в зависимости от изменения соотношения их гидрофобных и гидрофильных участков могут стабилизировать эмульсии как прямого (Н/В), так и обратного (В/Н) типа. Они чаще всего образуют сплошные гидрофобные агломераты с асфальтосмолистыми и парафиновыми компонентами нефти и распределяются в основном в объеме нефтяной фазы. Содержание высокоминерализованной пластовой воды в такой «ловушечной» нефти может достигать 50—55 %, что соответствует остаточному содержанию хлористых солей более 50 000 мг/л. В настоящее время пока не существует эффективных способов очистки эмульсионных нефтей от твердых механических примесей.

Трудноразрушаемые обычным термохимическим методом «ловушечные» эмульсии либо сжигают, либо подкачивают небольшими порциями в сырую нефть, резко ухудшая тем самым ее качество. Для зарубежной практики также типична комбинированная обработка, основанная на использовании повышенной температуры и расхода деэмульгатора, с последующим отстаиванием и возвратом некондиционной нефти на повторную обработку, при этом «промежуточный» слой отстоя обрабатывают на центрифугах или сжигают. Проходят испытания методы, базирующиеся на применении пресной воды, органических растворителей, кислот, щелочей и т. д. Превентивные, методы предусматривают применение забойных фильтров, ограничивающих вынос частиц породы из пласта, ингибиторов коррозии оборудования, а также предотвращение загрязнения нефти буровыми растворами, растворами для глушения скважин и т. д. Полагают, что с повышением обводненности нефтяных месторождений и при широком применении методов повышения нефтеотдачи (закачка пара, кислот, щелочей и др.) не исключена возможность появления в продукции скважин повышенного количества различных механических примесей.

§ 11.5. ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫЙ ТРАНСПОРТ И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ

Промысловые трубопроводы

Трубопроводы для внутрипромыслового транспорта подразделяют:

по назначению — на нефте-, газо-, нефтегазо-, водо- и нефтегазоводопроводы;

по функции — на выкидные линии (шлейфы); нефтяные, газовые, водяные и нефтегазоводяные сборные (магистральные) коллекторы; товарные трубопроводы;

по напору — на напорные и безнапорные;
по рабочему давлению — на трубопроводы высокого (не менее 6,4 МПа), среднего (1,6 МПа), и низкого (0,6 МПа) давления;

по способу прокладки — на подземные, наземные и подводные;

по гидравлической схеме работы — на простые (без ответвлений) и сложные (с ответвлениями), в том числе замкнутые (кольцевые).

Все трубопроводы подлежат гидравлическому, прочностному (механическому) и при необходимости тепловому расчету. Гидравлический расчет простого трубопровода сводится к определению одного из параметров (пропускной способности, диаметра, необходимого начального давления) при известных других параметрах и условиях транспортирования (вязкость, плотность, профиль трассы и т. д.). При расчете многофазного трубопровода учитывают структуру потока. Расчет ведут на максимальный расход продукции, соответствующий второй стадии процесса разработки. Пропускную способность проложенного трубопровода можно увеличить прокладкой параллельного трубопровода (лупинга), подачей в поток обводненной нефти ПАВ для инверсии эмульсии и уменьшения ее вязкости, повышением насосами начального давления или подогревом нефти.

Пропускная способность трубопроводов может снижаться вследствие засорения трубопроводов механическими частицами при недостаточной скорости потока, выпадения и отложения парафина, солей, а также образования окалина при коррозии трубопроводов, особенно при транспортировании пластовых вод.

Для предотвращения и устранения отложений парафина применяют разные методы: добавление ПАВ; пропарка парафиненных труб; очистка резиновыми шарами (торпедами), проталкиваемыми по трубам; теплоизоляция. Для борьбы с отложениями солей используют химические реагенты (гексаметафосфат натрия, триполифосфат натрия, соляная кислота) и пресную воду.

С целью предохранения трубопроводов от внутренней коррозии применяют в основном ингибиторы коррозии (АНП-2, И-1-А, ИКБ-ЧВ, ИКАР-1, ИКСГ-1 и др.) с эффективностью защитного действия 80—98 % при концентрации до 0,2 % от расхода продукции, а также иногда различные лаки, эпоксидные смолы, цинко-силикатные покрытия.

Трубопроводы и резервуары от почвенной коррозии защищают, осуществляя методы действия: пассивный (изоляционные покрытия — битумные, битумно-резиновые, полимерные; крафт-бумага; лента гидроизоляции) и активный (катодная или при отсутствии источников электроснабжения протекторная защита). Трубопроводы обычно прокладывают подземно, ниже уровня

промерзания грунта на глубину от 0,8 до 1,5 м, причем после этого проводится рекультивация почвы (восстановление ее плодородия). Если имеются многолетнемерзлотные породы, то любые трубопроводы должны прокладываться на подсыпке или специальных опорах наземно в теплоизолированном и гидроизолированном состоянии. В местах пересечения с дорогами их монтируют на опорах высотой до 4 м. Все трубопроводы подвергают гидравлическому испытанию (опрессовке) водой на давление, превышающее рабочее в 1,5 раза. Трубы изготовлены из малоуглеродистой и низкоуглеродистой стали.

Нефтяные резервуары

Нефтяные резервуары (емкости) предназначены для накопления, кратковременного хранения и учета «сырой» и товарной нефти. Группу резервуаров, сосредоточенных в одном месте, называют резервуарным парком. Общий объем товарного резервуарного парка принимают равным двухсуточному дебиту скважин. На промыслах используют в основном стальные цилиндрические резервуары вместимостью 100—20 000 м³ и реже железобетонные подземные резервуары вместимостью до 100 000 м³.

При герметизированных системах сбора основные потери легких фракций нефти происходят только в сырьевых и товарных резервуарах при больших и малых «дыханиях». Впуск воздуха в резервуар и выпуск газовоздушной смеси в атмосферу через дыхательный клапан при опорожнении и наполнении резервуара называют большим «дыханием», а при изменении температуры и давления в течение суток при постоянном уровне нефти — малым «дыханием». Для предупреждения и уменьшения потерь нефти от испарения рекомендуется применять плавающие крыши и понтоны, пластмассовые полые шарики и пластмассовые пленки, покрывать поверхность лучеотражающими светлыми красками, а также использовать газоуравнительную систему, которая обвязывает одновременно опорожняющиеся и наполняющиеся резервуары.

Товарный резервуар оборудуют люком-лазом, световым и замерным люками, уровнем, пробоотборником, хлопушкой (обратным клапаном), дыхательным клапаном с огневым предохранителем, предохранительным гидравлическим клапаном и пенокамерой для тушения возникшего в резервуаре пожара. Пробоотборник обеспечивает полуавтоматический отбор проб по всей высоте резервуара.

Резервуар периодически очищают от «мертвого» остатка нефти и парафиновых отложений, а также продуктов коррозии, механических примесей и подтоварной воды. «Мертвый» остаток удаляют при помощи брандспойтов моечной машины ММ-4

§ 11.6. ИЗМЕРЕНИЕ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН И ТОВАРНОЙ НЕФТИ. УСТАНОВЛЕНИЕ ЕЕ КАЧЕСТВА

Измерение количества добываемых нефти, газа и воды по каждой скважине необходимо для установления режима работы каждой скважины, контроля и регулирования разработки месторождения. Общее количество добываемых нефти, газа и воды по группе скважин или по месторождению обуславливает выбор оборудования для сбора и подготовки, а также режим его работы. Товарную нефть учитывают при ее сдаче потребителю.

Измерение продукции скважин

При самотечной системе сбора количество нефти и воды, поступающих в ИЗУ или ГЗУ, измеряется объемным способом по изменению уровней нефти и воды в трапе или открытом цилиндрическом мернике с помощью рейки с делениями и резе водомерного стекла, установленного на мернике. Каждый мерник тарируется (калибруется) и составляется таблица объемов. Делением объема на продолжительность накопления мерника определяют дебит. Если образуется стойкая эмульсия, то измеряют общее количество жидкости, отбирают пробы жидкости, и содержание воды в нефти определяют в лаборатории аппаратом Дина — Старка. Расход газа измеряется при помощи стандартных диафрагм и расходомеров, устанавливаемых на газовой линии после сепаратора.

При современных герметизированных системах сбора применяют блочные автоматизированные групповые замерные установки «Спутник-А» и «Спутник-Б». Существуют модификации, отличающиеся величиной рабочего давления (1,6; 2,5 и 4 МПа), числом подключаемых скважин (8, 10 и 14 скважин) наибольшим дебитом скважины (1500 и 400 м³/сут). «Спутник-А» — базовая конструкция серии блочных автоматизированных замерных установок. «Спутник-Б» состоит из двух блоков: замерно-переключающего (ЗПБ) и местной автоматики (БМА). В БМА происходит автоматическая регистрация измеренного дебита скважин и переключение их на замер, причем с раздельным измерением дебита обводненных и необводненных скважин. Установка работает по задаваемой программе, обеспечивающей поочередное подключение на замер скважин на строго определенное время. Продукция всех скважин по выкидным линиям поступает в многоходовый переключатель скважин (ПСМ), который обеспечивает поступление продукции одной из скважин в гидроциклонный сепаратор измерительного устройства типа «Импульс», а продукции остальных скважин в сборный коллектор. В гидроциклонном сепараторе свободный газ отделяется от жидкости. Дебит жидкости измеряется при крат-

ковременных пропусках накапливающейся в сепараторе жидкости через турбинный расходомер типа TOP-1 («Норд»), а газа — через турбинный счетчик газа типа АГАТ-3. Для непрерывного контроля и фиксирования объемного содержания воды в нефти ее пропускают через влагомер типа УВН-2МС, принцип действия которого основан на измерении емкости конденсатора в водонефтяной смеси. Установка снабжена также дозирующим насосом подачи реагента НД-0,5Р10. В случае повышения или понижения давления в общем коллекторе (парафиновая пробка, порыв трубы), а также по команде с диспетчерского пункта осуществляется автоматическая блокировка скважин и установки (остановка).

На ряде месторождений работают установки других типов (АГМ, АГЗУ, АГУ, «Импульс» и др.). В небольшом количестве выпущены также установки «Спутник-В», «Спутник-ВР», «Спутник-ВМР». В первых двух расход жидкости измеряется автоматически в тарированной емкости, а газа — диафрагменным измерителем. Последняя установка отличается тем, что в ней отсутствует сепарационный узел и переключающее устройство. Продукция каждой скважины поступает к вибрационно-массовому расходомеру типа ВМР-1. Принцип действия ВМР основан на измерении времени затухания свободных колебаний заземленной измерительной трубки с грузом, в которой движется газоводонефтяная смесь, а время затухания пропорционально массовому расходу жидкости. Внедряется модернизированная установка «Спутник-АМ».

Измерение количества и качества товарной нефти

Количество товарной нефти измеряют в массовых единицах, а качество характеризуют содержанием воды и солей. Можно выделить два применяемых метода. При объемно-массовом методе объем определяют по высоте уровня нефти и подтоварной воды в негерметизированных товарных резервуарах с использованием мерной ленты и калибровочной таблицы резервуара. Для определения толщины слоя подтоварной воды к ленте прикрепляют водочувствительную ленту (например, на основе конторского клея, подкрашенного чернилами). Объемные единицы по плотности пересчитывают в массовые. Плотность нефти в резервуаре не является постоянной для всего объема и изменяется в зависимости от температуры и содержания воды в нефти. В резервуаре сверху вниз содержание воды в нефти возрастает, а температура уменьшается. Поэтому в резервуар спускают пробоотборник и отбирают среднюю пробу, по которой в лаборатории аппаратом Дина — Старка определяют содержание воды, а плотность нефти — нефтенсиметром с учетом температуры.

Затем вычисляют массу брутто и массу нетто. Используются также уровнемеры типов УДУ или УДО либо массовые датчики.

В настоящее время для поточного измерения количества и определения качества (по содержанию воды и солей) товарной нефти, автоматического возврата некондиционной нефти на повторную подготовку используется блочная автоматизированная установка сдачи товарной нефти «Рубин-2М». Сигналы турбинного объемного расходомера и аналогового интегратора, обрабатывающего сигналы измерителей плотности, влагосодержания и солесодержания, автоматически пересчитываются в показатели массы брутто и чистой нефти. Установки монтируются на УПН или на ЦСП, к которому подключается несколько УПН. Разработана более совершенная блочная установка учета количества товарной нефти БКУ ТН.

Контрольные вопросы

1. Охарактеризуйте тенденции в развитии систем сбора и подготовки продукции скважин.
2. Чем обусловлена необходимость осуществления многоступенчатой сепарации нефти?
3. Объясните методы обезвоживания и обессоливания нефти.
4. Расскажите о современных методах измерения продукции скважин и товарной нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акульшин А. И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений. — М.: Недра. — 1988.
2. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. — М.: Недра. — 1986.
3. Лутошкин Г. С, Дунюшкин И. И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: Учеб. пособие для вузов. — М.: Недра. — 1985.
4. Савенков Г. Д., Бойко В. С. Расчет процессов интенсификации потока, освоения и эксплуатации скважин. — Львов: Вища школа. — 1986.
5. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений: Учебн. пособие для вузов/Ю. П. Желтов, И. Н. Стрижов, А. Б. Золотухин, В. М. Зайцев — М.: Недра. — 1985.
6. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: Учебн. пособие для вузов/И. Т. Мищенко, В. А. Сахаров, В. Г. Грон, Г. И. Богомольный. — М.: Недра. — 1984.
7. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. Под ред. Е. И. Бухаленко. — М.: Недра. — 1983.
8. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти/Р. С. Андриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров и др. Под общей ред. Ш. К. Гиматудинова. — М.: Недра. — 1983.
9. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки/Ш. К. Гиматудинов, Ю. П. Борисов, М. Д. Розенберг и др. Под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова. — М.: Недра. — 1983.
10. Сургучев Л. М. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М.: Недра. — 1985.
11. Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов/А. Х. Мирзаджанзаде, И. М. Аметов, А. М. Хасаев, В. И. Гусев. Под ред. проф. А. Х. Мирзаджанзаде. — М.: Недра. — 1986.
12. Шуров В. И. Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов. — М.: Недра. — 1983.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Глава 1. Производственный процесс разработки и эксплуатации нефтяных месторождений	3
§ 1.1. Общая характеристика параметров месторождения, определяющих процессы добычи нефти	3
§ 1.2. Режимы работы залежей	7
§ 1.3. Нефтеотдача пластов	14
§ 1.4. Структурная схема производственного процесса разработки и эксплуатации месторождений	16
§ 1.5. Системы разработки месторождений и залежей	19
§ 1.6. Стадии разработки месторождений	29
§ 1.7. Общие принципы проектирования разработки	34
Глава 2. Основы технологических расчетов и разработка нефтяных месторождений	37
§ 2.1. Подготовка исходных данных для технологических расчетов	37
§ 2.2. Моделирование процессов разработки месторождений	41
§ 2.3. Расчеты технологических показателей разработки залежей при естественных режимах истощения	52
§ 2.4. Расчеты технологических показателей разработки залежей при вытеснении нефти водой	60
§ 2.5. Принципы разработки нефтяных месторождений с газовой шапкой, подошвенной и краевой водой	91
§ 2.6. Особенности разработки залежей невязаных нефтей	97
§ 2.7. Особенности разработки месторождений с трещиноватыми коллекторами	103
§ 2.8. Экономическая оценка разработки и выбор рационального варианта	110
Глава 3. Технология и техника воздействия на нефтяные залежи и повышение нефтеотдачи	115
§ 3.1. Общая характеристика методов	115
§ 3.2. Технология и техника поддержания пластового давления заводнением	119
§ 3.3. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи при заводнении	128
§ 3.4. Газовые методы поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи	132
§ 3.5. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи	135
§ 3.6. Тепловые методы повышения нефтеотдачи	139
Глава 4. Анализ, контроль и регулирование процесса разработки нефтяных месторождений	148
§ 4.1. Задачи и методы анализа, контроля и регулирования процесса разработки месторождений	148
§ 4.2. Общая характеристика экспресс-методов прогнозирования разработки месторождений по фактическим данным	156
Глава 5. Вскрытие нефтяных пластов, освоение, исследование и повышение продуктивности скважин	165
§ 5.1. Вскрытие нефтяных пластов	165
§ 5.2. Освоение добывающих и нагнетательных скважин	171
§ 5.3. Задачи, виды и методы, технология и техника исследования скважин и пластов	173
	425

§ 5.4. Гидродинамические исследования скважин при установившихся режимах	180
§ 5.5. Гидродинамические исследования скважин и пластов при неустановившихся режимах	183
§ 5.6. Установление параметров, определяющих продуктивность нефтяных скважин, и методы ее повышения	187
§ 5.7. Гидравлический разрыв пласта	193
§ 5.8. Тепловая обработка призабойной зоны	198
§ 5.9. Солянокислотная, термохимическая и термокислотная обработки	200
§ 5.10. Другие методы воздействия на призабойную зону	207
Глава 6. Основы теории газожидкостного подъемника	212
§ 6.1. Баланс энергии в добывающей скважине	212
§ 6.2. Характеристика газожидкостного подъемника и его экспериментальное изучение	213
§ 6.3. Уравнение движения газожидкостной смеси в элементарном газожидкостном подъемнике и анализ его составляющих	219
§ 6.4. Расчет распределения давления газожидкостной смеси по длине подъемных труб	226
Глава 7. Фонтанная эксплуатация скважин	230
§ 7.1. Типы фонтанных скважин, виды и условия фонтанирования	230
§ 7.2. Оборудование фонтанных скважин	236
§ 7.3. Особенности исследования и установление режима работы фонтанных скважин	240
§ 7.4. Технологический расчет фонтанного подъемника для конечных и начальных условий фонтанирования по методике А. П. Крылова	242
§ 7.5. Технологический расчет фонтанного подъемника с использованием кривых распределения давления вдоль лифта	246
Глава 8. Газлифтная эксплуатация скважин	249
§ 8.1. Сущность, разновидности и область применения газлифтного способа эксплуатации	249
§ 8.2. Конструкции и системы газлифтных подъемников	251
§ 8.3. Пуск газлифтной скважины в эксплуатацию	253
§ 8.4. Методы снижения пускового давления. Определение мест установки пусковых отверстий	256
§ 8.5. Газлифтные клапаны, их расчеты и тарировка	259
§ 8.6. Расчет размещения пусковых газлифтных клапанов аналитическим методом	263
§ 8.7. Технологический расчет газлифтного подъемника при условиях ограниченного и неограниченного отборов по методике А. П. Крылова	265
§ 8.8. Технологический расчет газлифтного подъемника с использованием кривых распределения давления вдоль лифта	269
§ 8.9. Использование кривых распределения давления для расчета рабочего и пусковых газлифтных клапанов	272
§ 8.10. Оборудование газлифтных скважин. Системы газоснабжения и газораспределения	278
§ 8.11. Исследование газлифтных скважин	280
§ 8.12. Внутрискважинный газлифт	282
§ 8.13. Периодическая газлифтная эксплуатация	285
Глава 9. Насосная эксплуатация скважин	290
§ 9.1. Схема и принцип работы штанговой насосной установки. Оборудование насосных скважин	290
§ 9.2. Подача штанговой насосной установки и факторы, влияющие на нее	299
§ 9.3. Нагрузки, действующие на насосные штанги, и их расчет. Действительная длина хода плунжера. Расчет колонны насосных штанг. Уравновешивание станков-качалок	304

§ 9.4. Особенности исследования насосных скважин и динамометрирование штанговых насосных установок	315
§ 9.5. Эксплуатация скважин, оборудованных штанговыми насосными установками, в осложненных условиях	320
§ 9.6. Проектирование эксплуатации скважин штанговыми насосными установками	332
§ 9.7. Периодическая эксплуатация малодебитных скважин) штанговыми насосными установками	338
§ 9.8. Эксплуатация скважин погружными центробежными и винтовыми электронасосами	342
§ 9.9. Эксплуатация скважин гидропоршневыми насосами	355
§ 9.10. Одновременно-раздельная эксплуатация нескольких пластов одной скважиной	359

Глава 10. Борьба с осложнениями при эксплуатации скважин. Подземный ремонт скважин 365

§ 10.1. Виды осложнений и вызываемые ими последствия. Ремонтные работы	365
§ 10.2. Борьба с обводнением скважин	368
§ 10.3. Борьба с образованием песчаных пробок в скважинах	376
§ 10.4. Борьба с отложением парафинов и асфальтенов	380
§ 10.5. Отложения солей и борьба с ними	381
§ 10.6. Другие виды подземного ремонта скважин	383
§ 10.7. Техника ремонта. Автоматизация и механизация спуско-подъемных операций	386

Глава 11. Сбор и подготовка добываемой нефти на промысле 393

§ 11.1. Назначение и общая характеристика сбора и подготовки нефти	393
§ 11.2. Классификация систем нефтегазосбора, их характеристика	395
§ 11.3. Сепарация и стабилизация нефти	403
§ 11.4. Дезэмульсация и обессоливание нефти, подготовка сточной воды	413
§ 11.5. Внутрипромысловый транспорт и хранение нефти	418
§ 11.6. Измерение продукции скважин и товарной нефти. Установление ее качества	421
Список литературы	424

Бойко В. С.

Б 72 Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений:
Учеб. для вузов. — М.: Недра, 1990. — 427 с.: ил.
ISBN 5—247—01546—0

Дано комплексное представление о разработке и эксплуатации нефтяных месторождений и сопутствующих технологических процессах. Описаны техника и технология поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи пластов, способы эксплуатации скважин, их исследования и ремонта. Приведены основы теории подъема многофазных потоков по стволу скважин. Уделено внимание сбору и подготовке нефти, газа и воды.

Для студентов вузов, обучающихся по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Б 2503010400—107
043(01)—90 290—90

ББК 33.36

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

Бойко Василий Степанович

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Заведующий редакцией *Н. Е. Игнатьева*
Редактор издательства *О. А. Латышева*
Технический редактор *Л. А. Мурашова*
Корректор *Е. М. Федорова*

ИБ № 8244

Сдано в набор 19.09.89. Подписано в печать 01.03.90. Т-05033. Формат 60×90^{1/16}. Бумага типографская № 2. Гарнитура Литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 27,0. Усл. кр.-отт. 27,0. Уч.-изд. л. 27,56. Тираж 5300 экз. Заказ 1738/2251-5. Цена 1 р. 20 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра»,
125047, Москва, пл. Белорусского вокзала, 3

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Государственного комитета СССР по печати. 191126, Ленинград, Социалистическая ул., 14.

Уважаемый товарищ!

**В издательстве «Недра»
готовятся к печати
и выйдут в свет в 1991 г.
новые книги**

Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М.

ПОДЗЕМНАЯ ГИДРОДИНАМИКА.

Учебник для вузов. 25 л. 1 р. 20 к.

Изложена гидродинамическая теория одно- и многофазной фильтрации жидкостей и газов в однородных и неоднородных пористых и трещиноватых средах. Рассмотрены задачи стационарной и нестационарной фильтрации и способы расчета интерференции скважин. Описаны гидродинамические методы повышения нефтегазоотдачи, неизотермическая фильтрация при тепловых методах воздействия на пласт и в естественных термобарических условиях.

Для студентов нефтяных вузов и факультетов, обучающихся по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ЗАЛЕЖЕЙ ГАЗА И НЕФТИ С ПЛАСТОВЫМИ ВОДАМИ.

А. И. Гутников, А. Жолдасов, С. Н. Закиров и др.

13 л. 2 р. 60 к.

Изложены закономерности смещения залежей газа и нефти в естественном фильтрационном потоке пластовой воды. Приведена теория их нестационарных смещений. Показана целесообразность создания искусственного фильтрационного потока воды на примере переформирования тонкой нефтяной оторочки нефтегазовой залежи. Уделено внимание исследованию конфигураций залежей, приуроченных к гидродинамическим ловушкам. Исследовано влияние неоднородности пласта по коллекторским свойствам, а также капиллярных гравитационных сил на конфигурацию залежей.

Для научных работников нефтяной и газовой промышленности.

Кондрат Р. М.

ГАЗОКОНДЕНСАТООТДАЧА ПЛАСТОВ.

18 л. 1 р. 20 к.

Рассмотрены методы увеличения углеводородоотдачи месторождений природного газа при естественном и искусственном водонапорных режимах. Приведены методики прогнозирования и анализа показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений с учетом особенностей механизма вытеснения газа и конденсата из пористой среды водой. Описано влияние ингибиторов коррозии гидратообразования на пенообразование и солеотложение.

Для инженерно-технических работников, занимающихся разработкой и эксплуатацией газовых и газоконденсатных месторождений.

Лысенко В. Д.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.

22 л. 4 р. 70 к.

Приведена теория разработки нефтяных месторождений, отличающихся неоднородностью и прерывистостью продуктивных пластов, недостаточной изученностью, с учетом любой возможной динамики бурения скважин и осуществления других технических мероприятий. Рассмотрен принцип избирательности нагнетательных и добывающих скважин, зависимость объема добычи от количества и качества исходной информации. Описаны комплексные методы разработки нефтяных месторождений, повышающие текущую и конечную нефтеотдачу пластов.

Для научных работников, занимающихся разработкой и эксплуатацией нефтяных месторождений.

РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.

**А. И. Гриценко, Е. М. Нанивский, О. М. Ермилов,
И. С. Немировский.**

22 л. 1 р. 40 к.

Описаны особенности геологического строения сеноманских газовых залежей и методы проектирования эксплуатации месторождений. Изложена методика прогнозирования процессов эксплуатации газовых месторождений в условиях водонапорного режима разработки. Указаны пути совершенствования методов подсчета запасов газа и решения задач регулирования. Рассмотрена разработка оптимальной стратегии эксплуатации месторождений.

Для инженерно-технических работников, занимающихся проектированием разработки газовых месторождений и добычей газа.

Телков А. П.

РАЗРАБОТКА ВОДОНЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ ЗОН МЕСТОРОЖДЕНИЙ.

17 л. 3 р. 70 к.

Изложена теория укрупненной совершенной скважины, предложены методы расчета добавочных фильтрационных сопротивлений при движении нефти и газа к ней. Рассмотрены газогидродинамическая система «пласт—скважина—массив горных пород» и теория совместного притока жидкости и газа к скважине. Описаны методы расчета предельных безводных дебитов нефти и газа, предельных депрессий на пласт, безводного периода эксплуатации несовершенных нефтяных и газовых скважин с подошвенной водой.

Для научных работников, занимающихся проектированием разработки нефтяных и газовых скважин.

Предварительные заказы на книги принимают местные магазины книготорга, распространяющие научно-техническую литературу, и магазины — опорные пункты издательства, адреса которых приведены в аннотированном тематическом плане выпуска литературы на 1991 г.

Заблаговременно оформите заказ на интересующие Вас издания!

Предварительный заказ гарантирует приобретение нужной книги.

Издательство «Недра»